

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексные методы по предупреждению осложнений на Ломовом нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.72:620.193(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б53Т	Кострыгин Константин Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Кострыгин Константин Анатольевич

Тема работы:

Комплексные методы по предупреждению осложнений на Ломовом нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора	01.03.2019 №1653/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Учебная литература, публикации, интернет источники, фондовые материалы.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Особенности осложняющих факторов при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на нефтяном месторождении 2. Способы предупреждения и борьбы с осложнениями, возникающие на Ломовом нефтяном месторождении 3. Технология применения защитного покрытия оборудования для предотвращения коррозионного износа и выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений на Ломовом нефтяном месторождении 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Особенности осложняющих факторов при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на нефтяном месторождении	Чеканцева Лилия Васильевна
Способы предупреждения осложнений, возникающие на Ломовом нефтяном месторождении	Чеканцева Лилия Васильевна
Технология применения защитного покрытия оборудования для предотвращения коррозионного износа и выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений на Ломовом нефтяном месторождении	Чеканцева Лилия Васильевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Киселева Елена Станиславовна, доцент
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич, доцент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Кострыгин Константин Анатольевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Кострыгин Константин Анатольевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет стоимости проведения мероприятия по смене НКТ на скважине 635 Ломового месторождения.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на проведение ПРС, на выполнение проводимых работ.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на добавленную стоимость 18%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения НКТ с защитным покрытием Majorack MPAG96 и после.
2. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет экономической эффективности при использовании НКТ с защитным покрытием Majorack MPAG96.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Кострыгин Константин Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Кострыгин Константин Анатольевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	Оборудование расположено на открытой кустовой площадке, с естественной вентиляцией. Площадь кустовой площадки 100 м ² .
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, технический регламент о требованиях пожарной безопасности. ГОСТ 12.1.005–88 НСВВ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	Вредные факторы при работе: -Уровень шума и вибрации на рабочем месте. -Загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны. -Метеорологические условия.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	Опасные факторы при работе: -Опасность поражения электрическим током. -Опасность механических повреждений и падение с высоты. -Давление, выше атмосферного, в системах работающих механизмов. -Общая система производственного освещения.
3. Охрана окружающей среды:	Влияние выбросов на атмосферный воздух, нормативы ПДВ.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Вероятной ЧС является: -пожар -возможные разливы нефти
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности и социальной защите работников предприятия.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Кострыгин Константин Анатольевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение нефтегазовое дело
 Период выполнения весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Обзор литературы по заданной тематике	15
	Анализ особенностей осложняющих факторов при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на нефтяном месторождении	25
	Техническая часть	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 102 страниц, в том числе 18 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, осложнения при добыче нефти и газа, эксплуатационная скважина, коррозионный износ, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с коррозионным износом оборудования.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин на Ломовом нефтяном месторождении.

Целью данной работы является - анализ эффективных методов по предупреждению осложнений при эксплуатации добывающих скважин и выделение самых эффективных из них.

В результате работы рассмотрены общие сведения, механизм формирования и факторы, влияющие на образование осложнений. Даны подробные описания существующих технологий борьбы с коррозионным износом оборудования и проведен анализ методов, применяемых на Ломовом месторождении.

В экономической части работы приведен расчет экономической эффективности после смены НКТ 73х5,5 Лс ТУ 14-161-198-2002 на НКТ 73Х5,5мм ГОСТ 633-80, с защитным покрытием Majorpack MPAG96 на скважине осложненной коррозионным износом.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недр. Так же описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2007, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

Перечень сокращений, условных обозначений

НКТ - насосно-компрессорные трубы.

СПО - спускоподъёмные операции.

СКО - соляно-кислотные обработки.

ОПИ - опытно-промышленные испытания.

МРП - межремонтный период.

СНО - средняя наработка на отказ.

ПЗП - призабойная зона пласта.

ЭПО - электропогружное оборудование

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения.

КВЧ - количество взвешенных частиц.

ФПЗ - фонтан по затрубному пространству.

УЭЦН - установки электроцентробежных насосов.

АСПС - автоматическая система пожарной сигнализации.

АСПТ - автоматическая система пожаротушения.

СИЗ - средства индивидуальной защиты.

КИП - контрольно-измерительные приборы.

ПКУ - пункт контроля и управления.

ЭП - электрическое поле.

МГРП - многостадийный гидравлический разрыв пласта

ПДК - предельно допустимая концентрация.

ФОН - фонтанные скважины.

ТКРС - текущий и капитальный ремонт скважин.

ЦДНГ - Цех добычи нефти и газа.

УДХ - Установка дозирования химического реагента.

ЧС - чрезвычайный случай.

АГЗУ - автоматическая групповая замерная установка.

ЛЭП - линии электропередач.

ППД - поддержание пластового давления.

Оглавление

Введение.....	13
1 ОСОБЕННОСТИ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	15
1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения	15
1.2 Отложения неорганических солей	16
1.3 Коррозия скважинного оборудования	17
1.4 Влияние механических примесей на работу насосного оборудования.....	18
1.5 Негативное влияние газа	21
1.6 Снижение продуктивности нефтяного пласта	22
2 СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИЕ НА ЛОМОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	23
2.1 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	23
2.2 Методы борьбы с отложениями солей.....	28
2.3 Методы борьбы с коррозионным износом оборудования	32
2.4 Методы борьбы с механическими примесями.....	35
2.5 Решение проблемы негативного влияния газа.....	41
2.6 Борьба со снижением продуктивности нефтяного пласта.	44
3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА И ВЫПАДЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЛОМОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	49
3.1 Насосно-компрессорные трубы с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C	51
3.1.1 Особенности покрытия Majorpack MPAG96/C.....	51
3.1.2 Анализ эффективности применения	53
3.1.3 Сравнение технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями.....	55
3.2 Насосно-компрессорные трубы с содержанием хрома 13%	56
3.2.1 Особенности насосно-компрессорных труб с содержанием хрома 13%	56
3.2.2 Анализ эффективности применения	58
3.2.3 Сравнение технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями.....	59
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61

4.1 Расчет времени на проведение мероприятия по смене НКТ	62
4.2 Расчет параметров экономической эффективности	63
4.3 Расчёт условно-постоянных и условно-переменных затрат.....	65
4.4 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия	68
4.5 Расчёт годового экономического эффекта	76
4.6 Расчёт прироста прибыли.....	77
4.7 Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	80
5.1 Анализ вредных производственных факторов	81
5.1.1 Вредные вещества.....	81
5.1.2 Повышенный уровень шума.....	82
5.1.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе	83
5.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	83
5.2 Анализ опасных производственных факторов.....	86
5.2.1 Механические опасности	86
5.2.2 Давление	86
5.2.3 Электробезопасность.....	87
5.3 Экологическая безопасность.....	88
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	91
5.4.1 Механический метод ликвидации.....	92
5.4.2 Термический метод ликвидации	92
5.4.3 Физико-химический метод ликвидации	93
5.4.4 Пожаровзрывобезопасность	93
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии.....	95
5.5.1 Социальна защита работников на производстве	97
Заключение	99
Список литературы	100

Введение

В настоящее время на работу скважин, добывающих нефть посредством установок электроцентробежных насосов на Ломовом нефтяном месторождении, влияет ряд осложняющих факторов: коррозионный износ оборудования, механические примеси, солеотложение на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и составных частях электропогружного оборудования (ЭПО), большое содержание газа на приёме насоса и наличие асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добываемой жидкости. Все эти осложнения являются причинами отказов ЭПО, будь то снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия – погружной электродвигатель», «клин» электропогружного оборудования, снижение производительности установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), «полёт» ЭПО на забой скважины. Для эффективной разработки и эксплуатации месторождения необходим подбор технологий предотвращения образования и возникновения осложнений, учитывающий особенности конкретных скважин.

Известно, что показатели добычи и экономической эффективности эксплуатации месторождения напрямую зависят от показателей работы добычного оборудования (СНО и МРП). Улучшение данных показателей ведет к снижению как общей стоимости подъёма жидкости для заказчика (за счет увеличения наработки оборудования, снижения потерь добычи и энергозатрат), так и затрат подрядчика (за счет снижения стоимости дополнительного обслуживания и капитального ремонта оборудования в рамках прокатной схемы обслуживания). Таким образом, задача повышения надежности и энергоэффективности эксплуатации скважин является основным параметром для максимизации рентабельности эксплуатации месторождения. Для борьбы с осложнениями необходима разработка и реализация комплексных мер, направленных на постоянный контроль и улучшение данных показателей эксплуатации.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин на Ломовом нефтяном месторождении.

Предметом исследования являются: изучение причин и условий появления коррозионного износа оборудования, механических примесей, солеотложения на НКТ и составных частях ЭПО, большого содержания газа на приёме насоса и наличие АСПО в добываемой жидкости, возникающих при эксплуатации; теоретические основы методов борьбы с осложнениями на территории Ломового месторождения; технико-экономический анализ внедрения методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин.

1 ОСОБЕННОСТИ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения

«Представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70 % мас.), асфальтосмолистых веществ (АСВ) (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

В состав асфальтосмолистых веществ входят: азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, не летучи, имеют существенную неоднородность структуры. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с испарением легких компонентов и ее окислением. Иногда к группе смолистых соединений относят асфальтены» [1].

Выделяют две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

1.2 Отложения неорганических солей

«При добыче нефти и газа на внутренней поверхности промысловых трубопроводов и оборудования широкого ряда месторождений образуются отложения неорганических солей.

Отложение солей в нефтедобыче происходит при любых способах эксплуатации скважин, однако наиболее негативные последствия имеют место при добыче нефти с помощью штанговых глубинных насосов (ШГН) и установок электропогружных центробежных насосов. Наличие неорганических солей на поверхности рабочих органов насосов повышает их износ, приводит к заклиниванию вала ЭЦН и плунжера ШГН, разрушению рабочих колес.

По преимущественному содержанию неорганических солей определенного вида различают три основные группы наиболее часто встречающихся отложений: сульфатные, карбонатные и хлоридные» [1].

В области борьбы с солеотложением на промысле чаще начали применять технологические методы — предохранение смешения вод разных составов, соблюдение оптимального температурного режима в установке подготовки нефти (УПН), оптимальных скоростей перекачки по трубопроводам. В отдельных эксплуатационных фондах снизили интенсивность отложений сульфида железа путем применения бактерицидов и отказа от пресной воды для поддержания пластового давления (ППД). Снижение вреда от солеотложения надо отнести, прежде всего, более грамотному отношению к этим проблемам со стороны специалистов.

1.3 Коррозия скважинного оборудования

Коррозия оборудования связана с воздействием сразу нескольких факторов – повышением обводненности продукции скважин, увеличением выноса солей и механических примесей, повышением скорости движения пластовой жидкости, увеличением токов и напряжений в кабельных линиях и погружных электродвигателях. Поэтому повышение ресурса скважинного оборудования, в том числе УЭЦН, невозможно без защиты оборудования от коррозии. Под коррозией понимается процесс разрушения материалов в результате взаимодействия с агрессивной средой.

В последние годы прослеживается тенденция роста количества отказов погружного оборудования добывающих скважин по причине коррозии. Наблюдается коррозия как внутренней стенки НКТ, так и внешней поверхности корпусов погружных электродвигателей (ПЭД). Коррозия ПЭД является причиной примерно 70% отказов скважин, вышедших из строя по причине коррозии. Всего же количество отказов погружного оборудования по причине коррозии за последние два года увеличилось в 4-5 раз и на сегодняшний день составляет в целом по объединению 13-15 % от действующего фонда скважин.

Межремонтный период скважин (МРП), подвергшихся коррозии, варьируется от 27 до 300 суток и составляет в среднем 100 суток при среднем общем МРП - 300 суток. Потери в добыче нефти из-за отказов скважин по причине коррозии достигают 1000 т/год. Визуальное обследование коррозионных повреждений подземного оборудования указывает на протекание в скважинах:

- мейза-коррозии, инициированной истиранием защитного покрытия ЭЦН при его спуске в скважину. Оголившийся в виде продольных полос металл после спуска подвергся интенсивной электрохимической коррозии
- язвенно-канавочной коррозии, локализованной только на одной стороне корпуса ПЭД протекающей в месте контакта корпуса ПЭД с обсадной колонной. При этом скорость коррозии обычно резко возрастает за счет

добавления к углекислотной коррозии контактной, щелевой, фреттинг- и электрокоррозии.

1.4 Влияние механических примесей на работу насосного оборудования

Наличие мехпримесей в добываемой жидкости значительно снижают межремонтный период работы скважин и уменьшают коэффициент полезного действия (КПД) насоса.

Отказ УЭЦН из-за засорения рабочих органов происходит гораздо чаще. Как правило, засоряются частично или полностью рабочие колеса и направляющие аппараты первых секций ЭЦН, из-за чего насос начинает работать с низкой производительностью, с вибрацией, что приводит к полному выходу из строя УЭЦН. Это происходит из-за того, что приемная сетка ЭЦН имеет крупные отверстия размером 30 x 2,5 мм, через которые проходят предметы, застревающие в каналах колес.

ЭЦН часто засоряется и механическими примесями из пласта (проппант, сульфид железа, песок, минеральные соли и т.д.).

В изменившихся условиях успешная эксплуатация скважин требует реализации методов, направленных на максимальное снижение влияния осложняющих факторов. В то же время до настоящего времени нет приёмов, позволяющих комплексно воздействовать на значимые из них. Большинство применяемых инструментов предназначены на нейтрализацию негативного влияния только одного осложняющего фактора. Чаще всего в этих случаях нейтрализация негативных последствий одного вида осложнений приводит к усилению влияния другого [2].

В доказательство того, что процентное содержание осложняющих факторов характерно для каждого отдельного месторождения, можно проанализировать и сравнить диаграммы структур осложненного фонда скважин нескольких организаций (рисунок 1-5):



Рисунок 1 - Структура осложненного фонда скважин в ООО «РН-Пурнефтегаз»



Рисунок 2 - Структура осложненного фонда скважин в ООО «Башнефть-Добыча»



Рисунок 3 - Структура осложненного фонда скважин в ПАО «Татнефть».



Рисунок 4 - Структура осложненного фонда скважин в ООО «Лукойл-Пермь»

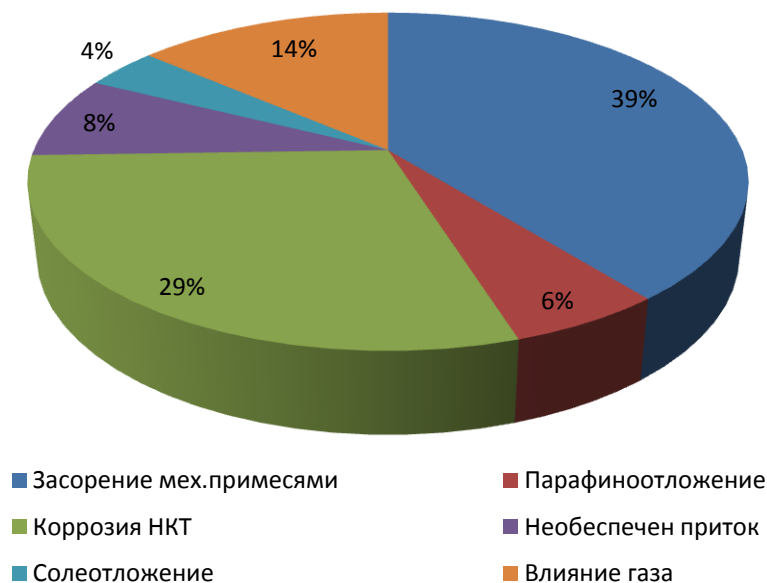


Рисунок 5 - Структура осложненного фонда скважин в АО «Томскнефть» ВНК

Исходя из показателей диаграмм, можно сделать вывод, что осложненный фонд скважин нескольких фирм очень разнится, следовательно, большое количество различных технологий и оборудования применяется. В связи с этим, нефтедобывающим компаниям надо упорядочить и автоматизировать всю информацию о применяемых, испытанных и потенциально востребованных технологиях. Далее организовать обмен опытом, что в дальнейшем положительно скажется на показателях по предупреждению осложнений всех участвующих фирм.

1.5 Негативное влияние газа

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

При этом разработка пластов на режимах низких забойных давлений также является причиной выделения газа, и как следствие частых поломок насосов.

В то же время растет число применяемых горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП), отличающиеся большими отборами, и как следствие более резкому снижению давления в призабойной зоне (ПЗП) и выделения газа.

1.6 Снижение продуктивности нефтяного пласта

При взаимодействии фильтрата с высокоминерализованной водой образуются нерастворимые осадки, которые выпадают в порах и трещинах пласта. На границе контакта промывочной жидкости с нефтью образуются стойкие водонефтяные эмульсии с высокой вязкостью, которые препятствуют продвижению нефти из пласта в скважину. Кроме того, снижение забойного давления до уровня ниже давления насыщения, приводит к разгазированию нефти в призабойной зоне пласта, поэтому в последующем возможно выпадение из нее твердых частиц парафинов, смол и асфальтенов, что также снижает коэффициент продуктивности скважин. В результате действия вышеперечисленных факторов в порах и трещинах образуется смешанная фаза, значительно снижающая проницаемость ПЗП. Универсальных способов борьбы с разными типами загрязнителей нет, поэтому метод воздействия выбирается применительно к основному компоненту отложений.

2 СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИЕ НА ЛОМОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

В настоящее время в АО «Томскнефть» ВНК применяются все основные действующие методы защиты скважин от АСПВ. В этом случае могут быть применены следующие известные варианты защиты:

- применение НКТ с защитными покрытиями или с покрытиями из композиционных материалов: стекло, стеклоэмали, эпоксидные смолы, полимерные покрытия. Все эти варианты исключают адсорбцию АСПО на поверхности труб. При их применении нужно учитывать предельно допустимые рабочие температуры для данного типа покрытий и влияние абразивного износа за счет твердой фазы (КВЧ). Кроме исключения образования АСПО покрытия предотвращают коррозию, кратно продляя срок службы НКТ. С учетом высокой минерализации и агрессивности подтоварных вод этот тип защиты позволит продолжить эксплуатацию скважин без замены НКТ на поздней стадии разработки месторождения.

- химические методы предупреждения и очистки – «наиболее часто применяемый способ борьбы с АСПО. В основе способа лежат методы предупреждения АСПО с использованием ингибиторов и методы удаления уже образовавшихся парафиновых отложений. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяется целый спектр отечественных и зарубежных реагентов, например: ИНПАР, СОНПАР, ТюмНИИ, СНПХ-7843 и др., а также растворители – удалители АСПО: гексановая фракция, СНПХ-7р-1, СНПХ-7850, стабильный газовый конденсат, нефрас и др. Могут быть использованы ингибиторы парафиноотложения, например: Х-TOL, ХТ-48-W, композиционные реагенты ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5, присадки комплексного действия ингибитор-депрессор ИХН-1 и др. Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности

применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями. Как правило, эффективность каждого типа реагента может значительно меняться для разных типов нефтей и условий добычи [2].

-тепловые методы. Самыми распространенными способами в промысловой практике являются промывка скважины горячей нефтью и прогрев паром от передвижной паровой установки (ППУ). Но для скважин, оборудованных УЭЦН, такой способ опасен тем, что может нарушиться полимерная изоляция питающего электрокабеля, поэтому температура теплоносителя не должна быть более 70°C. Соответственно, с учетом тепловых потерь до требуемой температуры удастся прогреть только 220-280 м. НКТ. Но температура насыщения парафином может быть достигнута и на большей глубине, где удаление АСПО будет неполным. Эффект тепловых методов ограничен по времени и поэтому требуются другие решения. Общие рекомендации по теплоизоляции, обогреву устьев скважин и открытых участков выкидных линий, контролю за температурным режимом приведены в работе.

Величину парафинобезопасного дебита и время до зависания колонны штанг или полного перекрытия НКТ можно оценить термодинамическими расчетами по методике А.Ю. Намиота по программе Zem3.

- метод электротеплового воздействия основан на использовании электрических греющих устройств, обеспечивающих расплавление АСПО и повышение температуры среды выше температуры конденсации АСПО или образования газогидратов. В частности, прибор ПСНЭ-1 спускается в скважину на силовом питающем кабеле КГ-1-180 сечением 6,2 мм и, проходя по стволу НКТ, полностью очищает трубы от АСПО, независимо от интервалов залегания отложений, что невозможно осуществить при горячей обработке нефтью. Технология и прибор применимы к электронасосному способу добычи нефти [4].

Защитное покрытие Majorpack MPLAG17T для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений.

Защитное покрытие MPLAG17T было разработано для применения в скважинах, осложненных АСПО, с рабочей температурой свыше 170 °С (рисунок 6). Основная особенность покрытия заключается в его гладкостных свойствах – шероховатость покрытия не превышает 1,5 микрон. Покрытие термоустойчивое, адгезия полимера к телу трубы составляет не менее 10 МПа.



Рисунок 6 - Защитное покрытие Majorpack MPLAG17T

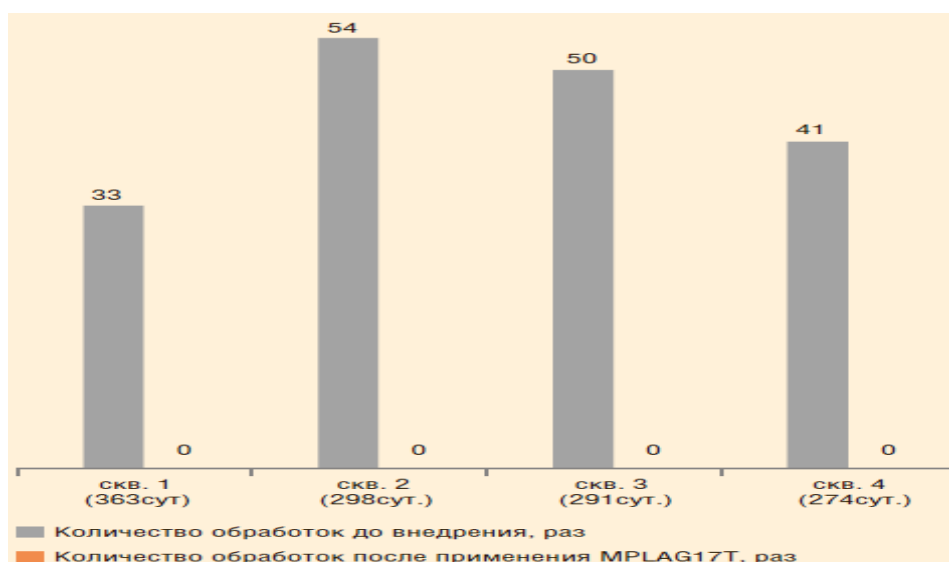


Рисунок 7 - Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPLAG17T в Томской области

Подконтрольная эксплуатация системы проводилась в 2015 году в Томской области. Период эксплуатации НКТ с покрытием составлял около года. На рисунке 7 видно, что до применения технологии на скважинах фонда регулярно проводились мероприятия по депарафинизации. После применения покрытия необходимость в их проведении отпала. По итогам эксплуатации система была рекомендована к внедрению на фонде скважин, осложненных выпадением АСПО.

Скребки для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений.

Раздвижной скребок предназначен для механической очистки внутренней поверхности НКТ диаметром 60, 73, 89 от органических и неорганических отложений действующих скважин, оснащенных электропогружными центробежными насосами. Скребок отличается тем, что для очистки трубы не требуется принудительный прижим ножей к внутренней стенке НКТ - ножи прижимаются самостоятельно за счет конструкции скребка и заточки ножей. При спуске в трубу скребок складывается - осуществляется холостой ход, а при подъеме вверх раскрывается для очистки трубы. Отделенные от стенок НКТ отложения потоком нефти выносятся из скважины. Стандартная сборка из одной режущей секции. При необходимости повышения эффективности очистки, скребок составляют из двух режущих секций. Для облегчения спуска в скважину к скребку крепится утяжелитель (рисунок 8) [5].



Рисунок 8 - Скребок лепестковый для очистки НКТ

Среди многообразия применяемых в настоящее время в Западной Сибири методов защиты скважин от АСПО [7-9] следует обратить внимание на установки прогрева скважин типа УПС «Фонтан» («НН-нефтесервис») или аналоги, которые позволяют устранить главную причину парафинообразования - снижение температуры по стволу скважины. Принципиальная схема установки приведена на рисунке 9.

Конструктивные особенности нагревательного кабеля подразумевают, прежде всего, его особенности эксплуатации: - крепление на устье скважины и работа в подвешенном состоянии, при повышенной температуре нагревательных жил, в агрессивной газожидкостной среде. Поэтому кабель кроме проволок грузонесущей брони имеет армированную полимерную оболочку, а при применении строительных длин кабеля свыше 1000 метров - центральный грузонесущий кабель-трос. Для повышения надежности кабеля нагревательные проводники, подключаемые к различным полюсам питания, разделены на группы через изолирующие жгуты [6].

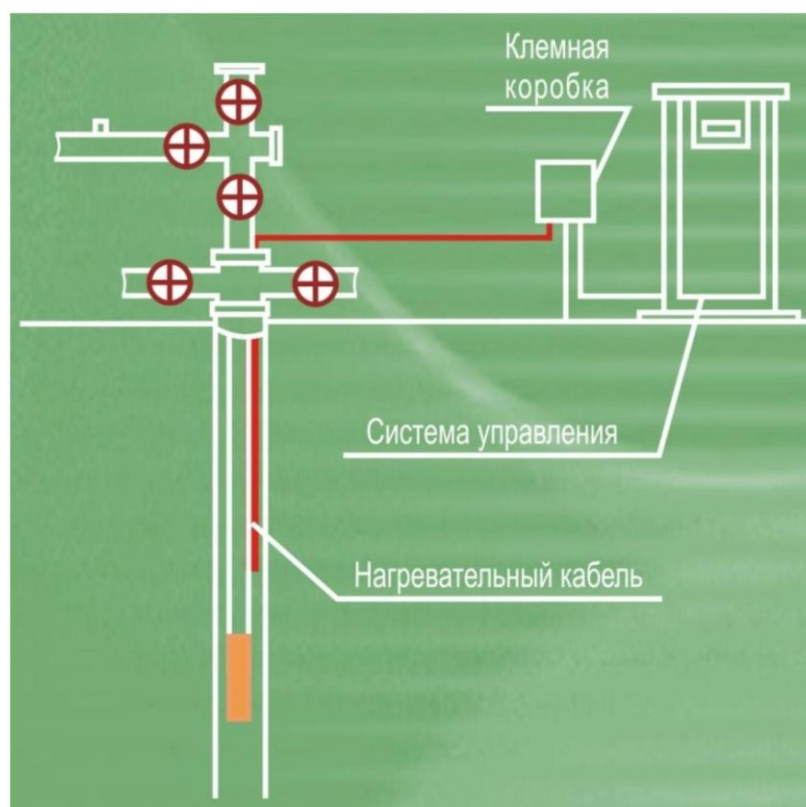


Рисунок 9 - Принципиальная схема
Установки подогрева скважин «Фонтан»

2.2 Методы борьбы с отложениями солей

Как показывает многолетняя практика, эффективное предотвращение твердых отложений солей на рабочих органах насоса требует грамотного сочетания оптимально подобранных химических ингибиторов и мер по оптимизации подбора, конструкции и эксплуатации погружного оборудования УЭЦН, в первую очередь насоса.

В настоящее время наиболее эффективной формой химической защиты от выпадения солей является периодическая закачка инкапсулированного ингибитора.

Другие формы доставки реагента, такие как устьевые дозаторы и закачка пачки жидкого ингибитора непосредственно в пласт также применяются адресно на ряде скважин. Химический состав реагента был подобран и согласован с производителем погружного оборудования с целью недопущения коррозионного воздействия на компоненты УЭЦН.

С точки зрения подбора и эксплуатации погружного оборудования, основной задачей является снижение дополнительного тепловыделения за счет обеспечения максимального КПД электродвигателя и, особенно, насоса. Этого можно достичь при использовании насосов с более высоким конструктивным уровнем КПД и обеспечения работы насоса в скважине вблизи точки максимального КПД. Даже кратковременная работа насоса в неоптимальной зоне пониженного КПД, как справа, так и слева от точки максимального КПД, ведет к повышенному тепловыделению, что способствует интенсивному перегреву перекачиваемой жидкости и, как следствие, выпадению твердых солей в рабочих органах насоса. Новые конструкции рабочих органов насоса с улучшенной геометрией проточной части и пониженными адгезионными свойствами позволяют обеспечить более высокий КПД в широком диапазоне подач, что имеет явно выраженный положительный эффект и позволяет свести к минимуму, либо полностью избежать выпадения солей в насосе.

Дополнительный положительный эффект можно получить за счет практики подбора ПЭД заведомо большей номинальной мощности.

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложения), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Подбор ингибиторов может осуществляться на основании известных методик прогнозирования выпадения солей с использованием программных комплексов Rosrpump (РН-У фАНИПИнефть), HydroGeo (Томский политехнический университет), а также лабораторно. Испытанными ингибиторами отечественного производства являются ОЭДФ, СНПХ-5306, ПАФ-13А, Акватек 511 М, Азол 3010, Сансол 2001 А, СНПХ 5312 Т, СНПХ 5311 и ингибиторы зарубежных фирм - SP-181, SP-203, Деквест 2000, Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642 и др. [7].

К ингибиторам отложения солей предъявляются следующие требования:

- реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой;
- иметь низкие температуру застывания, вязкость и коррозионную активность;
- обладать хорошими адсорбционно-десорбционными характеристиками, температурной устойчивостью, минимальной токсичностью;
- ингибиторы не должны оказывать побочные действия на другие химические реагенты, применяемые в нефтедобыче.

Эффективность предупреждения солеотложения зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Технология подачи ингибитора осуществляется следующими способами:

- непрерывной дозировкой ингибитора с помощью дозирочного насоса (НД) в составе реагентного блока (БРХ) или с приводом от станка-качалки в затрубное пространство

скважины;

- периодической закачкой ингибитора в затрубное пространство скважины;
- размещением ингибитора в контейнере, устанавливаемом на насосе;
- технологией задавки ингибитора в пласт Squeeze (Heriot-Watt University, Edinburgh).

Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приема насоса. Метод эффективен в скважинах с низким уровнем потока жидкости, где химические реагенты циркулируют соответствующим образом. При обработке скважин ингибитором солеотложения методом закачки в призабойную зону пласта необходимо обеспечить достаточное количество ингибитора для более полной адсорбции на породе пласта. При малых дебитах возможна периодическая закачка ингибитора в затрубное пространство скважин.

Для предупреждения отложения солей существуют также технологические и физические методы.

К технологическим методам относятся:

- правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления;
- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;
- использование труб с полимерными покрытиями внутренней поверхности.

Физические средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемого флюида магнитными, электрическими и акустическими полями. Физические методы обеспечивают локальный эффект. Из физических методов борьбы с карбонатными солеотложениями, как и для борьбы с АСПО, рекомендуется применение скважинных магнитоактиваторов (МАС) в результате чего скорость образования кальцита снижается в 4-5 раз.

Также может быть рекомендовано для ОПИ устройство для подачи реагентов на забой проблемных скважин УДР-1.100. Устройство позволяет закачивать реагент в затрубное пространство скважины на уровень приема насоса или ПЭД. Отличительной чертой дозатора является отсутствие потребности в электроэнергии, поскольку он работает по принципу капельницы при атмосферном давлении, то есть за счет столба реагента в баке. Устройство успешно выдержало эксплуатационные испытания.

Также для ОПИ может быть рекомендована технология подачи химических веществ посредством капиллярных трубок One Source (Nalco). Ключевым элементом технологии One Source Nalco является запатентованное инжекторное сопло, которое позволяет подавать химические вещества точно в тех количествах и в те места, которые нужны, как в горизонтальных, так и вертикальных скважинах. В результате его применения оптимизируется производительность скважины и снижается потребление химических веществ [8].

Также может быть рекомендован прошедший успешные испытания и широко применяемый на месторождениях Западной Сибири контейнер скважинный с твердым реагентом КСТР, ЗАО «Новомет-Пермь». Так же, как и для борьбы с АСПО, приемлем вариант применения НКТ с внутренним покрытием, на котором не удерживаются солевые отложения.

В настоящий момент проводятся ОПИ по внедрению ЭЦН со ступенями, покрытыми антисолевым полимером. При успешных испытаниях рекомендуется внедрение подобных ЭЦН на осложненном солеотложениями фонде. Оборудование, необходимое при использовании ингибиторов в жидкой товарной форме: цементируемый агрегат, ЦА-320М; дозировочные устройства типа НД, БР-2,5; УДЭ, УДС; автоцистерны ЦР-7АП, АЦН-7,5, АЦН-11 [9].

2.3 Методы борьбы с коррозионным износом оборудования

Методы защиты от коррозии:

1. Химические:

- применение химреагентов

2. Физические:

- применение коррозионностойких материалов;
- применение защитных покрытий;
- анодная защита.

3. Технологические:

- ограничение водопритока в скважине;
- предотвращение попадания кислорода;
- снижение температуры жидкости;
- применение технологических растворов с низкой коррозионной активностью;
- предупреждение смешивания коррозионной продукции с не коррозионной.

Для подавления коррозии в скважинах рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности - Е и Р, из новых более прочных и стойких сталей типа 13ХФА, 09ГСФ;
- в условиях углекислотной коррозии - применение НКТ с содержанием хрома 5 %;
- при глушении скважин солевыми растворами необходимо очищать их от частиц нерастворимых примесей;
- применение метода периодической закачки или постоянной дозировки в затрубное пространство скважин ингибиторов коррозии ВИСКО-938, Додикор, Кормастер 1025, Servo VCA-148, VCA-497 или др.

Все эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 -

0,05 мм/год. Наиболее эффективными по результатам испытаний на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК показали себя ингибиторы фирмы Servo Delden Ltd (Нидерланды) VCA-148, VCA-497. Ингибиторы Servo VCA-497 обладают комплексным ингибиторным и бактерицидным воздействием, что в условиях разрабатываемого месторождения позволяет бороться с СВБ (сульфатовосстанавливающими бактериями). Достоинством ингибиторов при их закачке в скважину является защита не только внутрискважинного оборудования, но и выкидных линий, нефтесборных сетей. Однако применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг). Подбор эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований применительно к составу воды данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями. Выбор ингибиторного способа защиты и марки реагента может определяться в результате технико-экономического сравнения с другими описанными выше вариантами [12].

Из пассивных методов защиты может быть рекомендовано к ОПИ использование НКТ с содержанием хрома до 5 %. Коррозионная стойкость данного вида НКТ обусловлена образованием на их поверхности непроницаемой пассивирующей плёнки, стабильной до 120 - 150 °С. В настоящее время данный способ успешно зарекомендовал себя на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК.

Защитное покрытие Majorpack MPLAG33 для предотвращения коррозий скважинного оборудования.

Система Majorpack MPLAG33 представляет собой защитное покрытие, предназначенное для использования в том числе на водозаборном фонде скважин, а также на скважинах системы ППД (рисунок 10).

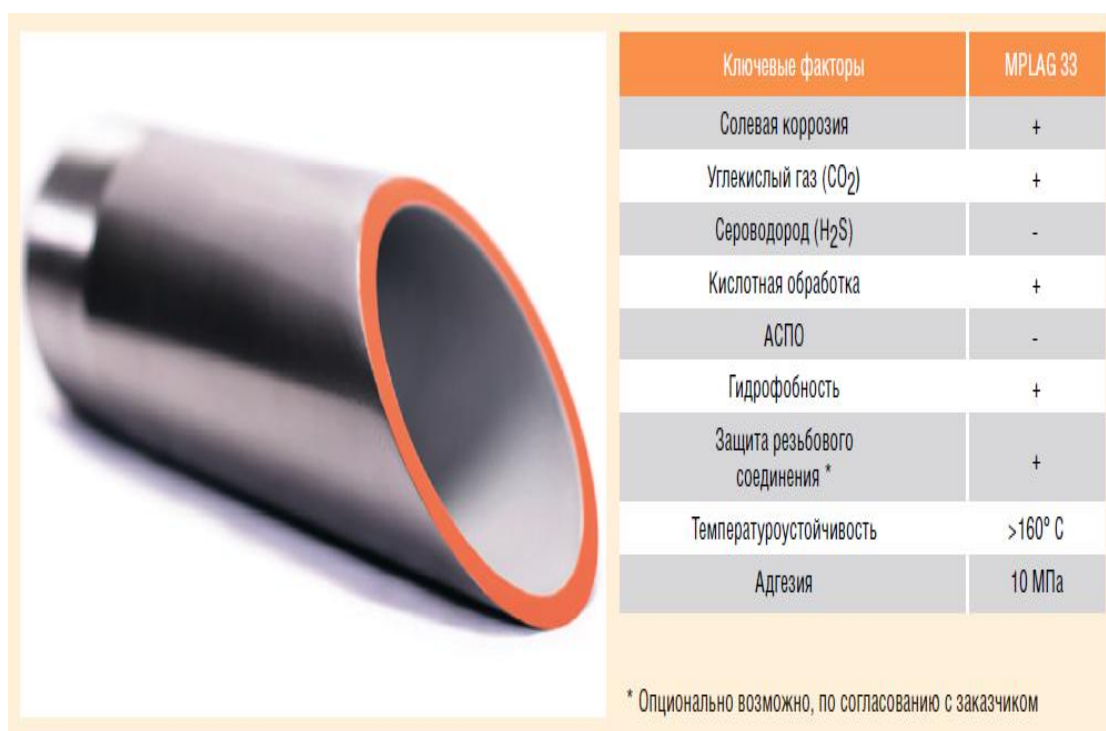


Рисунок 10 - Защитное покрытие Majorpack MPLAG33

Данное покрытие обладает повышенной гидрофобностью и устойчивостью к солевой коррозии. Максимальная рабочая температура применения MPLAG33 составляет 160 °С, адгезия к телу трубы – 10 МПа. Испытания технологии проводились в Томской области. В результате внедрения защитного покрытия, отказов НКТ с покрытием зафиксировано не было (рисунок 11) [13].

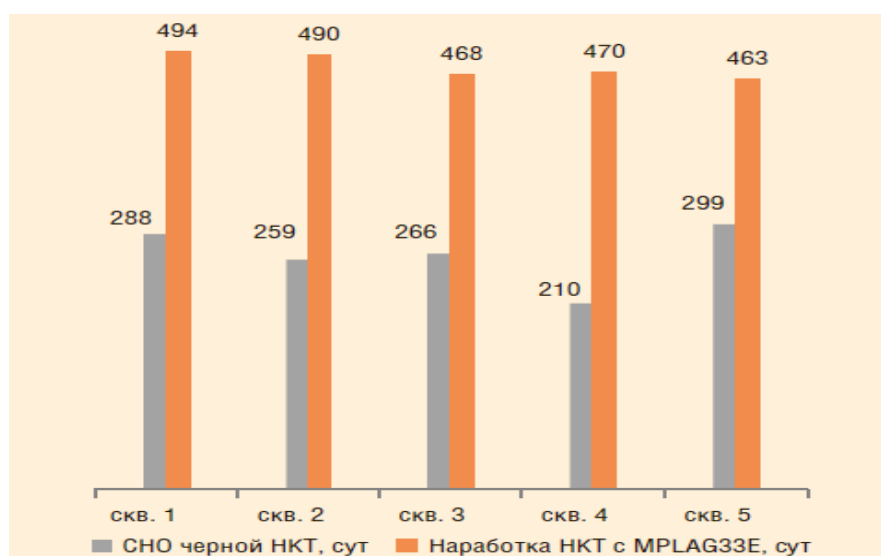


Рисунок 11 - Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPLAG33 в Томской области

2.4 Методы борьбы с механическими примесями

Установлено, что количество подземных ремонтов скважин с УЭЦН, связанных с наличием в перекачиваемой жидкости твердой механической взвеси, составляет в среднем 20–35 %.

Практически 44 % отказов сегодня происходит по причине засорения механическими примесями. В отдельных же случаях доля таких отказов может достигать до 50–60 %. Поэтому задача борьбы с механическими примесями достаточно актуальна. Выявлено, что механические примеси являются причиной отказов насосов, так как:

- сравнительно крупные механические примеси, которые, скапливаясь внутри насоса, вызывают его заклинивание;
- рассеянные мелкие механические примеси, проходя через ЭЦН, вызывают чрезмерную вибрацию и повышенный износ элементов конструкции насоса.

Промысловый опыт добычи углеводородов на поздней стадии добычи показывает, что наиболее эффективный путь с выносом механических взвесей — это всё-таки установка фильтров.

Основными параметрами фильтра, определяющими размер выносимых частиц, являются, при прочих равных условиях, размер и форма фильтрационных отверстий (щелей), геометрия элементов фильтрующей оболочки, защищённость от заиливания. Размеры проходных отверстий, чаще всего, зависят от фракционного состава песка и формы отверстий фильтра. По А. М. Пирвердян, лучшими являются сетчатые фильтры с размером ячеек 0,25 - 1,56 мм. [15].

Фильтры, наиболее широко используемые в АО «Томскнефть» ВНК представлены в таблице 1, а на рисунке 12 показаны компоновка фильтров, используемых для контроля борьбы с механическими примесями в эксплуатационных скважинах.

Таблица 1 — Сводная таблица фильтров различной конструкции

Групп	Наим- ние	Произво дитель	Краткое описание	Филь-ный элемент	Тонкость фильтрации, МКМ
Забой- ные	Фильтр скважи нный ФС-73	ОАО "Тяжпре ссмаш"	Щелевой фильтр, устанавливается в зоне перфорации с помощью отсекающего пакера и комплектов переводников (два переводника-нижний безопасный и верхний с левой резьбой)	Высоколегиро ванная сталь	300
Под УЭЦН	Фильтр - насадка ФНТ	ЗАО "ПО Стронг"	Щелевой фильтр с пакером, устанавливается под УЭЦН. Крепится к корпусу ПЭД	Высокопроч. профилир. нержавеющая сталь	200
В соста ве УЭЦН	ШУМ	ЗАО "Новоме т- Пермь"	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль-секции, устанавливаемой между входным модулем или газосепаратором и нижней секцией насоса	Для взвешенных твердых частиц	Все размеры
	МВФ	ЗАО "Новоме т- Пермь"	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль-секции, выполняет роль входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля	Многослойн.	250
	ЖНШ	ЗАО "Новоме т- Пермь"	Щелевой фильтр, работает в составе погружной установки вместо входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля	Высокопроч. профилир. нержавеющая сталь	200
	ЖНША	ОАО "Алнас"			

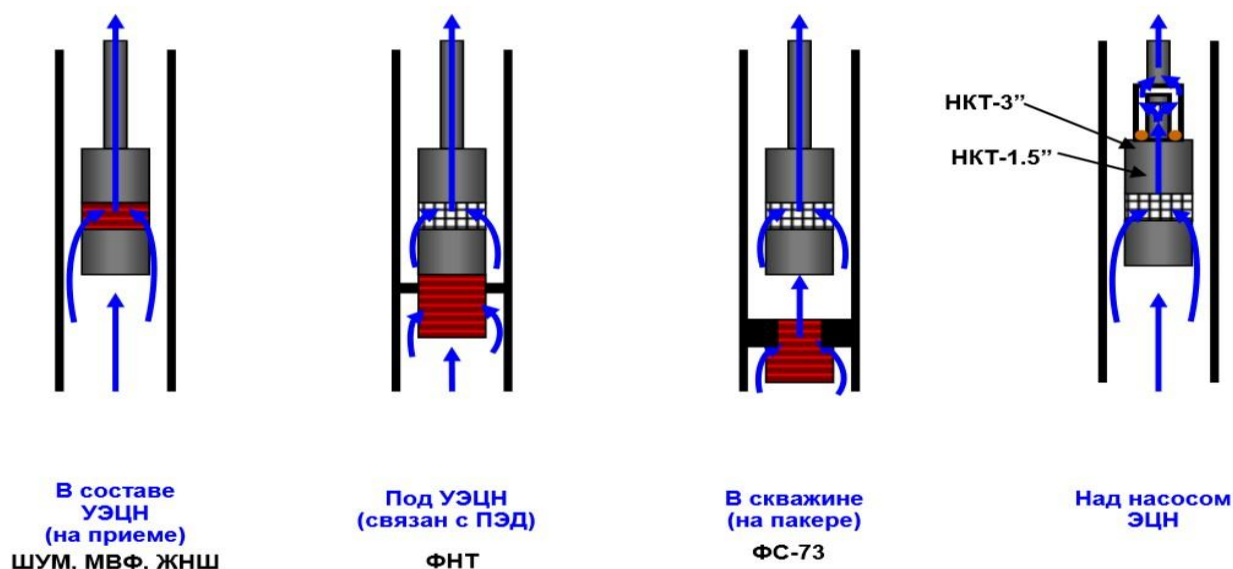


Рисунок 12 — Возможные варианты установки фильтров в добывающих скважинах

Не смотря на преимущество рассмотренных выше фильтров, у них есть два основных недостатка, а именно:

- песок (проппант) остается на забое и засоряет его, ограничивая приток;
- засоряясь, фильтр увеличивает гидравлическое сопротивление и снижает приток жидкости в насос.

На начальном этапе, в качестве основных мер борьбы рассматривались методы предотвращения попадания мех. примесей на прием насоса за счет применения предвключенных погружных фильтров и гравитационных сепараторов мех. примесей (десендеров), однако данные меры быстро показали свою недостаточную эффективность. Как фильтрационные устройства, так и десендеры имеют краткосрочный эффект (до момента засорения фильтров и/или полного заполнения контейнеров для сброса мех. примесей) и, кроме того, создают опасность пересыпания продуктивных горизонтов и снижения продуктивности скважин при отсутствии эвакуации поступающего на забой песка из ствола скважины. Таким образом, была поставлена задача с одной стороны, минимизировать поступление песка на забой скважин и, с другой стороны, обеспечить необходимую надежность погружного оборудования с

возможностью его долговременной эксплуатации при высоких содержаниях абразива в добываемой продукции.

В качестве оборудования, включаемого в состав ГНО, при размере частиц более 300 мкм рекомендуется применение шламоуловителя ШУМ ЗАО «Новомет-Пермь». Данное оборудование успешно прошло ОПИ на месторождениях Западной Сибири. При меньших размерах частиц может быть опробован фильтр входного модуля ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь», имеется опыт применения на месторождениях Томской области. По рекомендации производителя для установок производительностью до 60 м³ /сут включительно применяется щелевой экран с межвитковым зазором 100 мкм, более 60 м³ /сут - 200 мкм. Ширину ячейки фильтра целесообразно так же выбирать исходя из анализа гранулометрического состава мехпримесей.

Способы борьбы с механическими примесями:

- выбор оптимальной депрессии на пласт с учетом устойчивости пород; повышение стабильности режимов эксплуатации скважин (за счет стабилизации пластового давления путем ввода в действие системы ППД), мер по исключению кратковременных остановок (например, из-за отключений электроэнергии);
- внедрение фильтров-насадок от мехпримесей "STRONG" (ФНТ-75- 150-4500-85-НКТ-73-Н) для скважин осложненных повышенным содержанием мехпримесей;
- периодический контроль выноса мехпримесей (не реже 1 раза в месяц на скважину) с фиксацией динамического уровня и дебита скважины;
- применение УЭЦН в износо-, коррозионностойком исполнении; применение входных фильтрующих модулей типа MB5Ф и шламоуловителей для УЭЦН, фильтров ЖНШ;
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от мех. примесей (не более 20 мг/л) в процессе их приготовления. В частности, блоки очистки выпускаются российскими заводами. Блок очистки жидкости

БОЖ-1, используется на растворных узлах, его производительность 50 м³ /час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Устройство для очистки воды от мех. примесей, растворенной и микроэмульгированной нефти, работающее на эффекте микрофлотации;

- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей; очистка НКТ от коррозии, песка, солей или замена подвески в процессе ремонта скважин. Рекомендуются организация на трубной базе участка по очистке НКТ. Такие стенды имеются заводского изготовления, работающие по принципу механической и гидропескоструйной очистки;
- применение клапана для промывки НКТ с определенной глубины, минуя насос (без СПО), а также для заполнения НКТ раствором глушения при проведении ПРС;
- фильтр для нагнетательных скважин в блочном исполнении ФНСБ, обеспечивающий тонкую очистку воды от механических примесей.

Имеется опыт применения мер по борьбе с механическими примесями на Ломовом месторождении.

В настоящее время наиболее оптимальный подход к эксплуатации песконесущих скважин на Ломовом месторождении включает в себя следующие мероприятия:

- Выборочное крепление призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением специальных составов и методик.
- Применение насосов абразивостойкого исполнения с рабочими органами из материала НиРезист Тип 1 (согласно стандарта ASTM A436) и оптимизированной конфигурацией твердосплавных или керамических карбидных радиальных опор. В наиболее проблемных скважинах с максимальным выносом мех. примесей (рисунок 2.2) существенный рост СНО был достигнут за счет внедрения насосов компрессионной сборки с рабочими органами из высоколегированного чугуна НиРезист Тип 4 (стандарт ASTM A436).

Данный материал обладает значительно более высокой твердостью (а также коррозионной стойкостью, по сравнению с Типом 1) за счет большего содержания таких компонентов, как Хром и Никель. Рекордная наработка насоса с рабочими органами из НиРезист Тип 4 в скважине, пробуренной на наиболее песконесущий пласт ПК, в настоящий момент составляет 2163 суток, что сравнимо с максимальной наработкой в целом по месторождению 2467 суток. Таким образом, можно утверждать, что адресное применение насосов специального абразивостойкого исполнения позволяет обеспечить наработки на уровне, или даже выше наработок стандартного оборудования в скважинах, неосложненных выносом песка [16].

Известно, что скорость абразивного износа рабочих органов прямо пропорциональна скорости вращения рабочих колес насоса. Следовательно, снижение рабочей частоты, при прочих равных условиях, приводит к увеличению наработок оборудования в скважинах с наиболее интенсивным выносом абразива. Как доказательство данного утверждения можно привести 13 скважин, которые удалось вывести из часто ремонтируемого фонда за счет эксплуатации на частотах менее 40 Гц (как правило, между 35 и 39 Гц). Данный подход уже показал свою эффективность и внес вклад в общий рост СНО на Ломовом месторождении.



Рисунок 13 - Рост средней наработки на отказ за счет внедрения насосов компрессионной сборки с рабочими органами из высоколегированного чугуна НиРезист Тип 4 (стандарт ASTM A436)

2.5 Решение проблемы негативного влияния газа

С целью снижения вредного влияния газа следует использовать следующие методы:

- увеличение заглубления насоса под динамический уровень, при этом увеличится давление на приеме насоса и уменьшится объем поступающего газа;
- увеличение длины хода плунжера, при этом повышается коэффициент подачи насоса;
- защитные приспособления и применение оптимальных компоновок подземного оборудования (газосепараторы, хвостовики).

Увеличение глубины спуска насосов в наклонно–направленных скважинах, где по сравнению с вертикальной скважиной нагрузка резко возрастают (в 1.8 – 2 раза), необходим тщательный расчет как штанговых колонн, так и колонн насосно – компрессорных труб.

Для штанговых колонн в этом случае рекомендуется использование легких стеклопластиковых штанг (Очерский машиностроительный завод).

Для штанговых насосов имеется ряд разработанных газовых сепараторов и якорей, применение которых на Ломовом месторождении носило до сих пор лишь случайный характер.

При интенсивной эксплуатации скважин при забойном давлении ниже давления насыщения особое внимание следует уделять оценке условий на приеме насоса, так как небольшие изменения давления могут приводить к значительному изменению истинного содержания свободного газа в нефти. В этом случае необходимо определять параметры притока скважин с учетом многофазности потока (по Вогелю, Фетковичу) по результатам ГДИС, так как использование линейных зависимостей (Дарси) приводит к завышению коэффициента продуктивности и неправильному подбору насоса. Использование УЭЦН с телеметрическими системами контроля давления на

приеме насоса и температуры потока позволяет повысить точность определения забойного давления и корректировать величину коэффициента продуктивности в процессе эксплуатации скважины. Рекомендуется подбор и оптимизацию режимов эксплуатации насосного оборудования проводить на основе известных корреляций для многофазных потоков с использованием современных программных комплексов типа WellFlo (Edinburgh Petroleum Services), SubPump (IHS Energy-Schlumberger) - для УЭЦН, а также отечественных программ "Насос" (БашНИПИнефть), «Автотехнолог» (РГУНГ им. Губкина) [18].

На Ломовом месторождении имеется успешный опыт применения вихревых газосепараторов VGSA и диспергирующих устройств (Advanced Gas Handler, AGH), а также мультифазных гелико-осевых насосов (Poseidon).

Вихревые газосепараторы VGSA в настоящее время используются примерно на 15% фонда скважин. Следует особо отметить, что применение газосепараторов на песконесущем фонде необходимо оценивать с учетом возможного риска расчленения и полета УЭЦН по телу газосепаратора за счет абразивно-эрозионного воздействия. В то время как газосепараторы Вихревого типа (Vortex Gas Separators, VGSA) обладают большей конструктивной надежностью по сравнению с традиционными роторными устройствами (за счет меньшей кинетической энергии, сообщаемой потоку при сепарации), применение VGSA не дает полной гарантии в сильно абразивных скважинах. По возможности (например, в обводненных скважинах), следует избегать использования газосепараторов и применять газодиспергирующие устройства и мультифазные насосы.

Газодиспергирующие модули AGH на текущий момент эффективно используются в примерно 30% скважин месторождения. Гелико-Осевые насосы Poseidon прошли пилотные испытания в трех скважинах, осложненных влиянием свободного газа, и показали положительный эффект. На рисунке 14 показаны давления на приеме и дебиты скважин до и после внедрения мультифазного насоса. Во всех трех случаях применение Poseidon позволило

добиться снижения давления на приеме насоса и увеличения отбора из скважины при стабилизации режима работы насоса.

Однако, дополнительная добыча существенно разнилась и зависела от свойств флюида и предыдущей истории эксплуатации конкретной скважины. Скважины 1 и 2 до внедрения мультифазного насоса уже эксплуатировались установками ЭЦН, при этом характеризовались высокой обводненностью продукции (-55% и -92% соответственно). В силу высокой обводненности и несмотря на высокий газовый фактор (1087 и 1500 м³/м³ соответственно), расчетное содержание свободного газа на приеме насоса до внедрения Poseidon было не столь большим и составляло примерно от 40 до 50%, что является функциональным ограничением для большинства газодиспергирующих устройств. Использование мультифазного насоса позволило достичь значительного дополнительного отбора за счет дальнейшего снижения давления на приеме и увеличения депрессии на пласт, поскольку насос теперь был в состоянии стабильно работать с большим газосодержанием на приеме до -90% и на входе в насос (после сепарации) примерно -70%. Таким образом, скважины 1 и 2 дают более адекватную оценку эффективности применения мультифазных насосов.

В отличие от первых двух, скважина 3 до внедрения мультифазного насоса эксплуатировалась фонтаном с низкой обводненностью - 7%. С учетом газового фактора -411 м³/м³, расчетное газосодержание на планируемой глубине спуска насоса составляло - 70%, что уже близко к конструктивному пределу мультифазного гелико-осевого насоса. Таким образом, использование Poseidon позволило увеличить депрессию на относительно меньшую величину - 23 атм., что, тем не менее, привело к дополнительной добыче -7 м³/сут. В дальнейшем, по мере обводнения скважины, может возникнуть возможность большего увеличения депрессии и отбора (аналогично ситуации со скважинами 1 и 2).

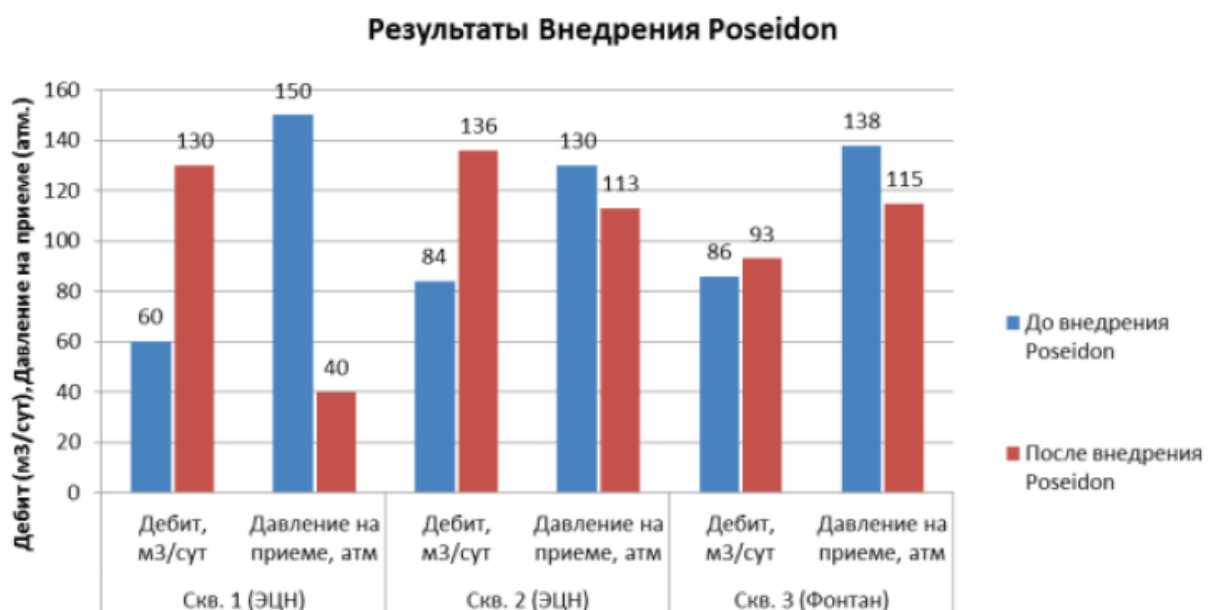


Рисунок 14 - Динамика изменения средней наработки на отказ и межремонтного периода на Ломовом месторождении

В целом, следует отметить стабильный положительный эффект от внедрения перечисленных выше мероприятий и технологий, выразившийся в росте СНО на 101 суток (с 335 суток по состоянию на начало 2012 г. до 436 суток в начале 2016 г.), или более чем на 30% (рисунок 14). В тоже время, показатель МРП вырос на более чем 56% (с 511 до 796 суток), что является явным индикатором повышения надежности оборудования и снижения влияния негативных скважинных факторов.

2.6 Борьба со снижением продуктивности нефтяного пласта.

Для частичного восстановления первоначальной продуктивности скважин могут быть применены следующие традиционные способы:

1) химическая обработка призабойной зоны с помощью кислот, растворителей и ПАВ (соляно-кислотные и глино-кислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями);

Степень восстановления продуктивности при химобработках зависит от активности составов по отношению к разным типам загрязнителей и преобладающего типа загрязнений, межфазного натяжения между составом и

вмещающей породой пласта, скоростью реакций между составом и загрязнителями, термостойкостью состава в пластовых условиях. Так, при преобладании карбонатных загрязнений достаточно проведения СКО, при наличии заметных количеств алюмосиликатов и песчаников из пород пласта требуется ГКО, отмывка смол и парафинов успешно проводится углеводородными растворителями. Желательно комбинированное воздействие на ПЗП. Умеренная скорость реакции состава с загрязнителями позволяет повысить охват ПЗП химобработкой. Например, кислотные составы с низким межфазным натяжением для увеличения добычи нефти типа "Кислотная микроэмульсия" разработаны Всероссийским нефтегазовым научно-исследовательским институтом им. Академика А. П. Крылова (г. Москва). Получены кислотные составы с низким межфазным натяжением (порядка 0,1 мН/м), пролонгированной скоростью реакции с карбонатами и кислоторастворимыми компонентами породы, устойчивые при температуре до 80-90°C и минерализации воды до 250 г/л. [19].

Разработанные технологии на основе подобных систем направлены на повышение производительности нагнетательных и добывающих скважин (в том числе простаивающих) за счет улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Промысловые испытания разработанной технологии на месторождениях Западной Сибири проводилась в НГДУ "Белозернефть" ПО "Нижневартовскнефтегаз" (1992 г.) и в АО "Ноябрьскнефтегаз" (1995г.) НГДУ "Холмогорнефть". В ходе работ было получено повышение производительности добывающих скважин на 30- 50%, в том числе введены в эксплуатацию простаивающие скважины, увеличение приемистости нагнетательных скважин составило от 2 до 4 раз, продолжительность эффекта в среднем составляет 8-12 месяцев. Дополнительная добыча нефти в НГДУ "Белозернефть" от ОПЗ 15 добывающих скважин равнялась 18300 тонн.

Хорошие показатели достигнуты в АО «Томскнефть» ВНК при использовании состава комбинированного действия ВРКС, эффективно отмывающего как АСПО, так и карбонатные отложения.

2) депрессионные методы очистки призабойной зоны пласта (ПЗП), основанные на вымывании частиц загрязнителей потоком флюидов при большой разности пластового и забойного давлений. Не требуют применения химреагентов, остановки скважин, но эффективны только при слабой адгезии загрязнителей к вмещающим породам (водонефтяная эмульсия, компоненты бурового раствора). Для осажденных солей и парафинов эти методы, как правило, малоэффективны.

Из перспективных разработок рекомендуется новая технология вибросейсмического воздействия на пласт при добыче из возбуждающей скважины (РГУ НГ им. Губкина). Технология отличается от известных вибросейсмических технологий тем, что обработка призабойной зоны ударно-волновыми воздействиями осуществляется падающим на наковальню забойным снарядом простейшей конструкции (молотом) непрерывно в процессе добычи из скважины. Подъем гидравлического забойного снаряда, устанавливаемого через пакер непосредственно в интервале перфорации, осуществляется потоком жидкости при дебитах более 60 м³/сут., падение – после сброса продукции через клапан [20].

Высокая эффективность технологии достигается за счет комплексного воздействия на призабойную зону упругими колебаниями на рациональных режимах в сочетании с промывками и депрессиями и физико-химическим воздействием. По своей природе виброволновое воздействие в используемом амплитудно-частотном диапазоне является экологически безвредным, не вызывает нарушений технического состояния скважин и не приводит к необратимым изменениям в окружающей геологической среде.

Высокоамплитудные пульсации давления, создаваемые на забое скважины с помощью установки для нанесения ударов по пласту, приводят к раскрытию старых и образованию новых микротрещин, разрушению отложений на поверхности перфорационных каналов. Под действием упругих колебаний в пористой среде происходит тиксотропное разрушение глинистых включений, разрушение и дезинтеграция кольтатирующего материала,

ослабляется связь его с породой, облегчается перенос частиц потоком жидкости по поровым каналам, уменьшается блокирующее влияние остаточных фаз — газа, нефти или воды. Кроме того, в пласте инициируются и интенсифицируются массообменные процессы, усиливается капиллярная пропитка, вовлекаются в работу целики нефти и пропластки. В результате воздействия улучшаются фильтрационные свойства призабойной зоны и повышается продуктивность, возрастает межремонтный период, увеличивается профиль притока (приемистости), что в итоге приводит к увеличению коэффициента нефтеотдачи пласта [20].

Для частичного восстановления первоначальной проницаемости пластов с целью интенсификации притока или приемистости скважин на пластах Западной Сибири могут быть применены следующие методы воздействия на призабойную зону:

- химическая обработка призабойной зоны с помощью кислот, растворителей и ПАВ (солянокислотные и глинокислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями); различные сочетания физико-химических методов (комплексная обработка ПЗП нагнетательных скважин и т.д.);
- кислотный гидравлический разрыв пласта
- реперфорация.

Для повышения эффективности кислотных обработок, других химических ОПЗ необходимо использовать рекомендации методических указаний «Химическая обработка призабойных зон скважин», № ПИ-01.03 М-0016, которые устанавливают требования по выбору скважин-кандидатов, технологий и дизайна обработки, методики прогноза технологического эффекта, оценки экономической и технологической эффективности химических обработок призабойных зон пласта добывающих скважин.

В настоящее время для проведения кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ) пласта организациями предлагается очень широкий выбор различных кислотных составов для обработок (продукция компаний ЗАО

«Полиэкс», НПП «Гелий», группа компаний «Миррико» и т.д.). Выбор конкретного состава для обработки должен определяться исходя из целей обработки: очистка ПЗП от солевых отложений, парафинов, борьба с эмульсиями и др. В случае кислотной обработки, как правило, готовые товарные формы составов содержат комплекс реагентов: смесь соляной и плавиковой кислот (вместо HF может использоваться бифторид-фторид аммония БФФА, фтороводородная кислота и т.д.) различных соотношений с добавками ПАВ, замедлителей реакции, ингибиторов коррозии и солеотложения. На основании целей обработки подбирается состав. Требования к составам регламентируются нормативными документами, в частности, все реагенты, закачиваемые в ПЗП должны быть совместимыми с пластовыми флюидами и между собой. Для проведения эффективной кислотной ОПЗ, важнейшим является правильный выбор скважины-кандидата под обработку.

Наибольшим эффектом обладают технологии комплексной обработки призабойной зоны пласта (КОПЗП) скважин заключающиеся в поочередном (циклическом) воздействии на ПЗП комплексом реагентов: Растворитель, ПАВ, СКО (ГКО). Высокую эффективность ОПЗ обеспечивает комплексность воздействия.

Во ВНИИнефтеотдача и НПФ «Ойл-Инжиниринг» разработаны технологии виброволнового воздействия на ПЗП, обеспечивающие ее декольматацию при различных типах загрязнений (нефтяных, солевых, механических примесей) и повышение фазовой проницаемости по нефти за счет применения скважинных генераторов колебаний, опускаемых на забой и приводимых в действие потоком жидкости, закачиваемой с поверхности.

Для терригенных коллекторов хорошие результаты показывает также и технология акустико-химической стимуляции, успешно апробированная на промыслах ОАО «Татнефть».

3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА И ВЫПАДЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЛОМОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Низкие показатели наработки на отказ НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах приводят к многократному увеличению себестоимости процесса добычи. Использование внутренних защитных покрытий НКТ является самым оптимальным решением данной проблемы, позволяющим обеспечить защиту колонны по всей длине.

Правильно подобранное внутреннее покрытие для НКТ позволяет не только оптимизировать прямые и косвенные затраты, возникающие в результате их коррозии, но и снизить шероховатость внутренней поверхности в 10 раз. Столь существенное снижение шероховатости обеспечивает улучшение гидравлических характеристик потока в нефтедобывающих скважинах и, как следствие, может способствовать увеличению дебита скважин на 13 % при неизменном забойном давлении, не говоря, уже об экономии на ТКРС.

Кроме того, технико-экономические расчеты, проведенные для обычных НКТ, работающих в условиях сильноагрессивной среды на месторождениях России, в том числе Западная Сибирь, показывают, что увеличение наработки на отказ НКТ в 2 раза, в результате нанесения на них внутреннего покрытия позволяет сократить эксплуатационные затраты на добычу в 2,5 раза, а при увеличении наработки в 4 и 8 раз затраты сокращаются в 5,5 и 10 раз соответственно.

В условиях, когда большая часть нефти в стране добывается из месторождений, находящихся на завершающей стадии освоения и сопровождающихся увеличивающимся набором осложняющих факторов вопрос защиты нефтедобывающего оборудования приобретает первостепенное значение.

Наличие коррозии скважинного оборудования Ломового месторождения является серьезной проблемой, требующей незамедлительного решения,

поскольку это напрямую сказывается на производственных показателях работы Общества и несет дополнительные затраты. Проблема требует всестороннего изучения с учетом всех теоретически и практически возможных составляющих причин возникновения коррозии, с выявлением ключевой причины по конкретным проблемным объектам.

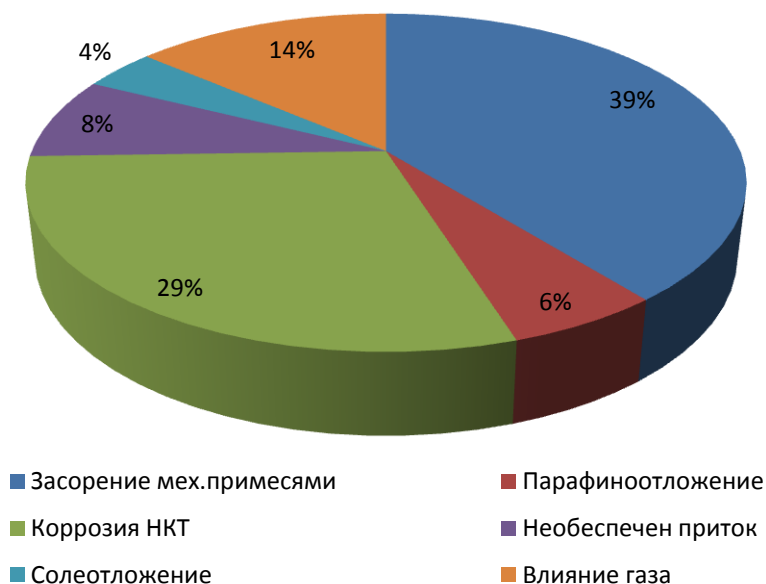


Рисунок 15 - Причины преждевременных отказов по нефтяному фонду

С целью минимизации рисков отказа погружного оборудования и НКТ по причине коррозии был проанализирован механизированный фонд скважин.

На текущий период 15 скважин находятся в осложненном фонде и обрабатываются ингибитором коррозии (ИПРОДЕН К-1 марки А, АЗОЛ марки А).

Основными критериями для выборки являлись: обводненность > 40 %, скорости потока, содержание мехпримесей и CO₂.

Закачка ингибитора производится периодическим и постоянным методами в зависимости от скважинных условий.

Ингибиторы коррозии увеличивают ННО скважины, однако полностью предотвратить коррозию, как оборудования, так и НКТ ингибитором коррозии не представляется возможным.

3.1 Насосно-компрессорные трубы с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C

3.1.1 Особенности покрытия Majorpack MPAG96/C

Покрытие Majorpack MPAG96/C производится согласно ТУ 1308-001-69730060-2011, производитель ЗАО «Торговый дом НПО» (Московская обл.). Производитель обладает лицензией (сертификатом) подтверждающий, что Производитель и его производственные предприятия авторизованы (одобрены) Majorpack (MPR s.r.l.) на выполнение работ по нанесению защитного покрытия Majorpack MPAG96/C на НКТ (трубную продукцию).

Покрытия Majorpack включает в себя два защитных слоя, сочетающих барьерную и протекторную защиту (рисунок 16). Первый слой (праймер) - протекторный - интерметаллид: химически активный металл наносится диффузионным способом на тело трубы и благодаря образованию интерметаллида и, как следствие, катодной защите, не дает развиваться коррозионным процессам. Наносится на 100% поверхности изделия - снаружи и внутри трубы, включая резьбовые соединения труба/муфта. Второй слой - барьерный с гидрофобными свойствами, благодаря которому покрытие помимо протекторной приобретает также барьерную защиту, повышает устойчивость покрытия к парафиновым отложениям, а также позволяет проводить кислотные обработки труб, наносится на внутреннюю поверхность трубы, допустимо нанесение барьерного покрытия на внешнюю поверхность трубы. Не требует применения специальных ключей, оборудования, изменения техпроцесса спуска-подъемных операций, погрузочно-разгрузочных работ и тд [3].

Наружное покрытие НКТ и муфт, включая ниппельную часть, резьбу НКТ и резьбу муфт.

Система была разработана для применения в скважинах, осложненных АСПО и коррозией. Основная особенность покрытия заключается в его гладкостных свойствах - шероховатость покрытия не превышает 1,5 микрон.

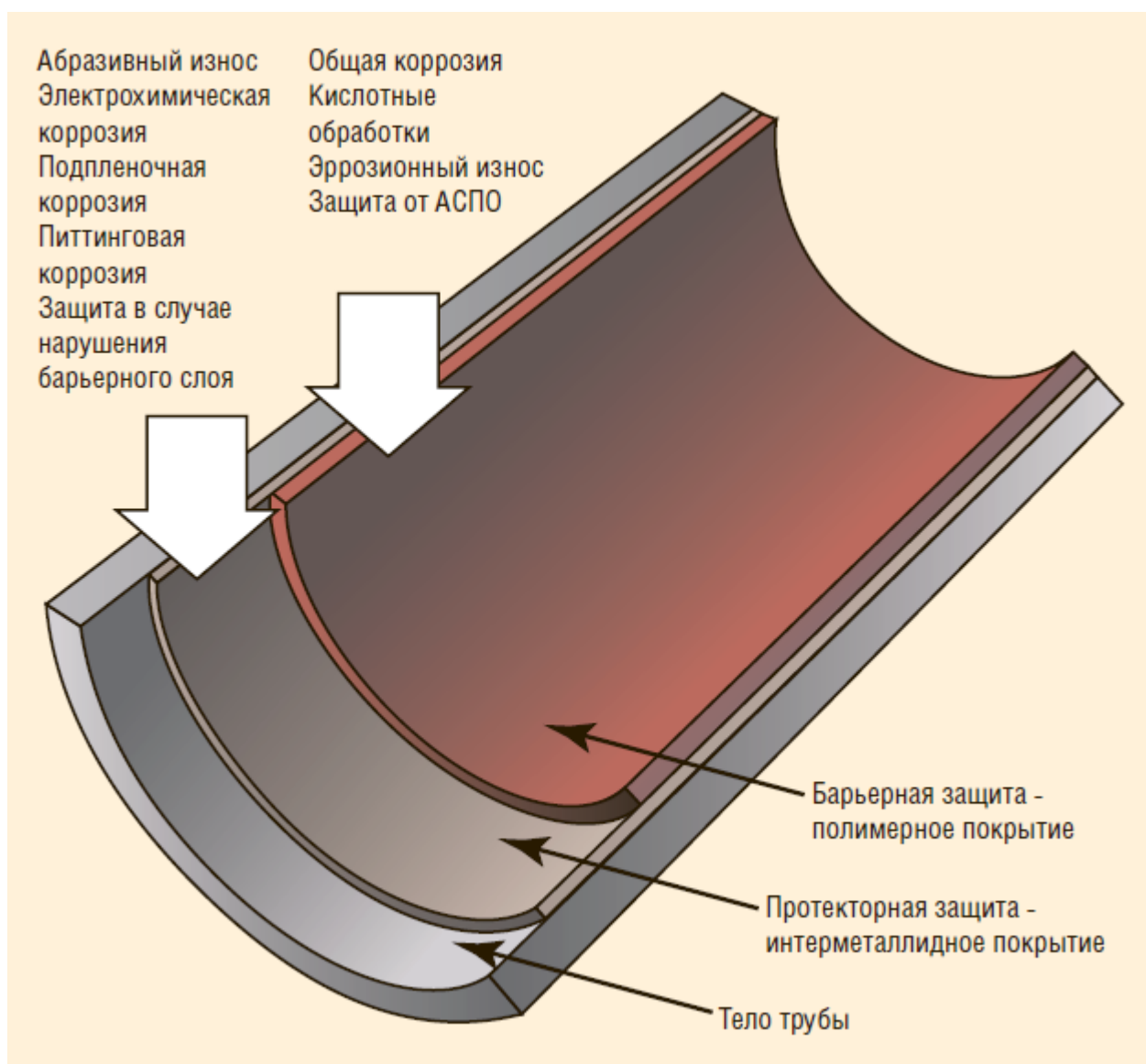


Рисунок 16 - Модель барьерной и протекторной защиты Majorglask на теле трубы

Толщина покрытия должна быть не менее 150 мкм.

Покрытие должно иметь высокую адгезионную прочность и микротвердость, должно быть износостойким, устойчивым к механическим повреждениям, воздействию коррозионно-агрессивных сред.

Покрытие должно быть сплошным, не допускаются пузырьки, сквозные поры, трещины, отколы и др. дефекты, обнажающие металл.

Сохранность покрытия при транспортировке, хранении до 60°C.

Сохранность покрытия при производстве работ с НКТ в диапазоне температур от -40 до +180 °C.

3.1.2 Анализ эффективности применения

По состоянию на текущий год насосно-компрессорные трубы с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C на Ломовом месторождении установлены на скважинах 1,2,3 (скважины обозначены условно для сохранения конфиденциальности информации).

Проведем анализ опытно-промышленных испытаний данных скважин.

Опытно-промышленные испытания трех скважин на Ломовом производственном участке проводились в период с мая 2016 года по февраль 2018 года. Результаты испытаний приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Сведения по подвескам НКТ Majorpack MPAG96/C

№ скважины	Предыдущая причина отказа	Вид защиты	Предыдущая наработка, сутки	Среднее значение, сутки	Дата спуска	Текущ. наработ. сутки	Сред. значен. сутки	Дельта сутки	Состояние НКТ после подъема
1	ГТМ-ИДН	постоян. ингибир.	644	342	13.05. 2016	469	503	-175	Брак 52%
2	Коррозия НКТ и элементов подвески	период. ингибир.	163		14.09. 2016	534		371	В работе
3	Коррозия НКТ и элементов подвески	период. ингибир.	219		30.09. 2016	506		287	В работе

На основе проведенных испытаний проанализируем достижение критериев оценки технологической эффективности технологии Majorpack. Результаты приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Анализ достижения критериев оценки эффективности технологии Majorpack

Критерии эффективности	Итог	Комментарии
1	2	3
1. Отсутствие технологических осложнений при монтаже, спуске и эксплуатации НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C	+	Не выявлено
2. Отсутствие повреждения защитного покрытия в процессе доставки, разгрузочно-погрузочных работ и СПО НКТ при ТКРС и эксплуатации.	+	Не выявлено
3. Отсутствие осложнений в работе глубинно-насосного скважинного оборудования по причине отслоения покрытия НКТ и попадания в рабочие органы скважинных насосов при эксплуатации УЭЦН.	+	Не выявлено
4. Отсутствие отказов НКТ с покрытием по коррозионному износу.	+/-	<p>По причине коррозии НКТ с покрытием Majorpack MPAG96/C отказов скважин за период ОПИ не выявлено.</p> <p>Скв. 381 - отказ по причине «Засорение механическими примесями». Присутствует (частично) внутренняя ручейковая коррозия ниппельной части с переходом на тело НКТ и продолжается вдоль труб на всю длину.</p> <p>Был произведен ремонт указанной подвески, у годных труб была произведена 100%-ая перенарезка резьбовых соединений, отбраковано 115шт НКТ по причине: неустранимые дефекты, выявленные магнитоиндукционным дефектоскопом МИД-ОТ1 (трещины, каверны в результате внутренней коррозии). Брак составил 52%.</p> <p>Скв. 635, 717 - в работе. Отмечается увеличение СНО в сравнении с предыдущей наработкой.</p>

Продолжение таблицы 3

1	2	3
5. Отсутствие повреждений защитного покрытия за период ОПИ при проведении технологических операций (промывки горячей нефтью, растворителя АСПО, ингибиторами парафиноотложений, ингибиторами солеотложений, проведение СКО).	+	По скв.381 обработки в течение периода эксплуатации не проводились.

Технология использования НКТ с покрытием Majorpack MPAG96/C (по технологии ЗАО «Торговый дом «НПО») является технологически эффективной, наблюдается увеличение средней наработки на отказ НКТ без применения противокоррозионных мероприятий (ингибирования).

3.1.3 Сравнение технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями

Сравним применение НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C с базовым и альтернативным вариантом.

Базовый вариант:

периодическое/постоянное ингибирование через затрубное пространство. Недостаток в сравнении с применением НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C: при КВЧ > 500 мг/л не применима (риск абразивного износа), не применимо при работе скважины ФПЗ.

Альтернативные варианты:

- Силикатно-эмалевое покрытие НКТ. Недостаток: хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время СПО, особенно в ниппельной части.

- Стеклопластиковые НКТ. Недостаток: проведение СПО при T не ниже -30°C, подверженность абразивному износу, особые условия хранения (без воздействия солнечного света), необходимость использования специального, инструмента и переводников для монтажа-демонтажа, большой диаметр муфт – 95,4 мм, рабочая температура ≤ 110°C.

- Использование погружного контейнера-дозатора. Недостаток в сравнении с применением НКТ Majorpack MPAG96/C: Дебит $\leq 50 \text{ м}^3/\text{сут.}$

- Задавка ингибитора в пласт. Недостаток в сравнении с применением НКТ Majorpack MPAG96/C: термостабильность ингибитора.

3.2 Насосно-компрессорные трубы с содержанием хрома 13%

3.2.1 Особенности насосно-компрессорных труб с содержанием хрома 13%

Сталь, из которой изготовлены «черные» НКТ, содержит: углерод, кремний, марганец, хром, молибден, ванадий, ниобий, титан, никель, медь, алюминий, кальций, серу, фосфор, кислород, водород и железо. Содержание данных компонентов представлено в таблице 4 [7].

Таблица 4 - Содержание основных компонентов в стали НКТ

Компонент	Содержание, масс.%
Хром, Cr	2,0- 3,0
Углерод, C	0,14-0,23
Кремний, Si	0,14-0,40
Марганец, Mn	0,50-0,90
Молибден, Mo	0,10-0,30
Ванадий, V	0,05-0,17
Ниобий, Nb	0,02-0,08,
Титан, Ti	0,005-0,030
Алюминий, Al	0,020-0,050
Кальций, Ca	0,0010-0,0030
Никель, Ni	не более 0,30
Сера, S	не более 0,010
Медь, Cu	не более 0,30
Фосфор, P	не более 0,015
Кислород, O	не более 20 ppm
Водород, H	не более 2 ppm
Железо, Fe	остальное

Хромовый эквивалент стали удовлетворяет условию $\text{Cr}_{\text{ЭКВ}} > 3,0$. $\text{Cr}_{\text{ЭКВ}}$ определяется по формуле 1:

$$\text{Cr}_{\text{ЭКВ}} = [\text{Cr}] + 2 * [\text{Mo}] + 5 * [\text{V}] + 1,5 * [\text{Nb}] + 1,5 * [\text{Ti}]. \quad (1)$$

Повышается коррозионная стойкость труб для скважин со средами, насыщенными кислыми газами при соотношении $P_{CO_2}/P_{H_2S} \geq 200$, без снижения хладостойкости и прочностных характеристик [7].

В нефтепромысловых средах, содержащих коррозионно-опасные газы (углекислый газ и сероводород), при $P_{CO_2}/P_{H_2S} \geq 200$ коррозия металла протекает преимущественно по углекислотному механизму. Стойкость стали к углекислотной коррозии повышается за счет легирования компонентами, обеспечивающими ее устойчивое пассивное состояние. Хром является одним из самых эффективных элементов в этом отношении. Самопассивация Cr-содержащих сталей, приводящая к подавлению углекислотной коррозии, связана с образованием на поверхности тонких защитных пленок из продуктов коррозии, обогащенных хромом в виде аморфного $Cr(OH)_3$. Причем отмечено, что способность сталей к пассивации увеличивается с ростом концентрации Cr в стали [7].

НКТ с содержанием хрома 13% имеют стойкость к коррозии в среде CO_2 . В таблице 5 представлены требования к НКТ с хромированным покрытием.

Таблица 5 - Требования к НКТ с хромированным покрытием

Критерий	Требования
1	2
Характеристика НКТ	Бесшовные гладкие стальные насосно-компрессорные трубы, исполнение — А. Изготовлены в соответствии с ГОСТ Р 53366-2009 (API 5CT, ГОСТ 633-80)
Условные размеры	Диаметр внешний- 89 мм; 102 мм
Химический состав стали (Таблица С.5 ГОСТ Р 53366-2009, таблица С.4 API Spec 5CT)	Класс 2, Группа прочности C-95, тип 13Cr, массовая доля Cr (мин.12,0% макс.14%) Трубы и муфты одной и той же группы прочности и материального исполнения
Требования к свойствам при растяжении и твердости (Таблица С.6 ГОСТ Р 53366-2009, таблица С.5 API Spec 5CT)	Группа прочности-С-95 Предел текучести мин./макс. - 655/758 Мпа; Предел прочности мин. - 724 Мпа
Тип резьбы ниппеля и муфты	Использовать соединения класса премиум (JFE-BEAR(R2), FOX), либо аналог

Все НКТ должны быть новыми, не бывшими в эксплуатации. Температура хранения и транспортировки + 33 °С ÷ - 60 °С.

3.2.2 Анализ эффективности применения

По состоянию на текущий год насосно-компрессорные трубы с содержанием хрома 13% применяются на 3 скважинах Ломового месторождения.

Опытно-промышленные испытания скважин на Ломовом производственном участке проводились в период с июня 2014 года по февраль 2017 года. Результаты испытаний приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Сведения по подвескам НКТ с содержанием хрома 13%

№ скв.	Пред. прич. отказа	Вид защиты	Пред. нар. сутки	Сред. знач., сутки	Тек. нар. сутки	Сред. знач. сутки	Дельта сутки	Сост.НКТ после подъема
4	Сквозная коррозия НКТ	постоянное ингиб.	228	290	483	490	255	В работе
5	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодич. ингиб.	367		657		290	В работе
6	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодич. ингиб.	274		331		57	В работе

На основе проведенных испытаний проанализируем достижение критериев оценки технологической эффективности насосно-компрессорных труб с содержанием хрома 13%. Результаты испытаний приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Анализ достижения критериев оценки эффективности НКТ содержанием хрома 13%

Критерий эффективности	Соответствие	Примечание
Увеличение наработки скважин за счет снижения коррозионного воздействия среды на НКТ	соответствует	Средняя наработка на отказ по скв. №4,5,6 до внедрения составляла 315 суток, после внедрения НКТ с содержанием хрома 13% составляет 579 суток.
Снижение количества отбраковки НКТ из-за влияния коррозии	соответствует	Подъемов ГНО по причине негерметичности НКТ с содержанием хрома 13% на текущий момент не было.
Отбраковка НКТ при подъеме не должна превышать 1 %	соответствует	Отсутствие отбраковки

Технология использования НКТ с содержанием хрома 13% является технологически эффективной, наблюдается увеличение средней наработки на отказ НКТ без применения противокоррозионных мероприятий (ингибирования).

3.2.3 Сравнение технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями

Сравним применение НКТ с содержанием хрома 13% с базовым и альтернативным вариантом.

Базовый вариант:

- периодическое/постоянное ингибирование через затруб. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: при квч > 500 мг/л не применима (риск абразивного износа), не применимо при работе скважины через затруб.

Альтернативные варианты:

- Силикатно-эмалевое покрытие НКТ. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время СПО, особенно в ниппельной части.

- Применение стеклопластиковых НКТ. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: проведение СПО при T не ниже -30°C , подверженность абразивному износу, особые условия хранения (без воздействия солнечного света), необходимость использования специального инструмента и переводников для монтажа-демонтажа, большой диаметр муфт - 95.4 мм, рабочая температура $\leq 100^{\circ}\text{C}$.

- Использование погружного контейнера-дозатора. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: Дебит $\leq 50 \text{ м}^3/\text{сут}$.

- Задавка ингибитора в пласт. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: термостабильность ингибитора.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Низкие показатели наработки на отказ НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах приводят к многократному увеличению себестоимости процесса добычи. Использование внутренних защитных покрытий НКТ является самым оптимальным решением данной проблемы, позволяющим обеспечить защиту колонны по всей длине.

Правильно выбранное внутреннее покрытие для НКТ позволяет не только оптимизировать прямые и косвенные затраты, возникающие в результате их коррозии, но и снизить шероховатость внутренней поверхности в 10 раз. Столь существенное снижение шероховатости обеспечивает улучшение гидравлических характеристик потока в нефтедобывающих скважинах и, как следствие, может способствовать увеличению дебита скважин на 13 % при неизменном забойном давлении, не говоря, уже об экономии на ПРС.

Целью данного раздела является расчет экономической эффективности после смены НКТ 73х5,5 Лс ТУ 14-161-198-2002 на НКТ 73Х5,5мм ГОСТ 633-80, с защитным покрытием Majorpack MPAG96 на скважине осложненной коррозионным износом.

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие задачи:

1. рассчитать время на проведение мероприятия по смене НКТ;
2. рассчитать параметры экономической эффективности;
3. рассчитать условно-постоянные и условно-переменные затраты;
4. рассчитать затраты на проведение организационно-технического мероприятия;
5. рассчитать годовой экономический эффект;
6. рассчитать прирост прибыли.

4.1 Расчет времени на проведение мероприятия по смене НКТ

Работу производит бригада ПРС в составе оператора 5 разряда и оператора 4 разряда с использованием подъемника УПА - 60.

Все работы подразделяются условно на 4 этапа:

1. Подготовительные работы 10 часов.
2. Подъем оборудования из скважины 30 часов.
3. Монтаж нового оборудования от 5 часов.
4. Спуск смонтированного оборудования 36 часов.

Подготовительные работы.

К месту проведения доставляется необходимое оборудование. Переезд на тракторе К-701 с тележкой. Чтобы начать работу по подъему НКТ необходимо произвести глушение скважин раствором, $\rho=1,03 \text{ г/см}^3$. Глушение производит специализированное звено в составе оператора 5 разряда и машиниста ЦА-320. Для глушения потребуется около 30 тн раствора, для доставки которого используется цистерна АКН - 10. На весь объем подготовительных работ затрачено 10 часов рабочего времени.

Подъем оборудования из скважины.

После окончания глушения и выдержки времени, необходимого для стекания раствора, приступают к подъемным работам, они включают в себя следующие основные операции:

1. Монтаж УПА - 60.
2. Демонтаж фонтанной арматуры и подрыв планшайбы.
3. Подъем НКТ с помощью подъемника УПА - 60, замер длины НКТ, укладка на мостки. Все работы производит ПРС в количестве двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника УПА - 60. Продолжительность работ 30 часов.

Работы ведутся в 2 смены по 12 часов.

Монтаж оборудования.

Монтаж УЭЦН производится силами монтажной бригады.

Продолжительность работ 5 часов.

Спуск нового оборудования.

Бригада ПРС производит спуск установки и новых труб НКТ с покрытием Majorpack. Продолжительность работ 36 часов.

Заключительные работы.

После монтажа оборудования производится уборка территории, увозят излишки НКТ, погрузку производит звено стропальщиков с помощью крана, производится пропарка устьевой арматуры, рабочей площадки, инструментов ППУ, производится опрессовка скважинного оборудования на 60 кгс/см². После заключительных работ, мастер ПРС сдает скважину оператору и мастеру цеха добычи нефти. На весь объем работ уходит 3 часа.

Среднесуточный дебит скважины до и после проведения мероприятия по смене НКТ 73x5,5 Лс ТУ 14-161-198-2002 на НКТ 73X5,5мм ГОСТ 633-80, с защитным покрытием Majorpack MPAG96: $Q_1=12,1$ т/сут. и после проведения $Q_2=14,3$ т/сут.

Общее время затраченное на проведение мероприятия по смене НКТ - 81 час.

4.2 Расчет параметров экономической эффективности

Расчёт прироста добычи нефти за счет смены НКТ и отсутствия простоя скважины на ремонт в течение года. Объём добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле:

$$Q = q * T_k * K_э * K_u, \quad (2)$$

где T_k - календарный фонд времени соответственного месяца, суток;

q - Среднесуточный дебит скважины, т/сут;

$K_э$ - коэффициент эксплуатации скважин;

K_u - коэффициент изменения дебита скважин.

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце до проведения мероприятия

$$Q_1 = q * T_k * K_9 * K_U = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 317,2 \text{ тн.},$$

$$Q_2 = 12,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 285,1 \text{ тн.},$$

$$Q_3 = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 314,1 \text{ тн.},$$

$$Q_4 = 12,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 302,4 \text{ тн.},$$

$$Q_6 = 12,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 299,3 \text{ тн.},$$

$$Q_7 = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 307,7 \text{ тн.},$$

$$Q_8 = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 306,1 \text{ тн.},$$

$$Q_9 = 12,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 294,7 \text{ тн.},$$

$$Q_{10} = 12,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 302,9 \text{ тн.},$$

$$Q_{11} = 12,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 291,6 \text{ тн.}$$

В мае и декабре произведем расчет объёма добычи нефти с учетом потерь на простой скважины в ремонте по причине смены НКТ из-за отсутствия герметичности колонны (последствия воздействия коррозионного износа).

$$Q_5 = 12,1 * (31 - 3,375) * 0,85 * 0,975 = 277,0 \text{ тн.},$$

$$Q_{12} = 12,1 * (31 - 3,375) * 0,85 * 0,94 = 267,1 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия.

$$Q_1 = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}, \quad (3)$$

$$Q_1 = 3565,1 \text{ тн.}$$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q_2 = q * T_k * K_9 * K_U = 14,3 * 31 * 0,85 * 0,995 = 397,0 \text{ тн.},$$

$$Q_2 = 14,3 * 28 * 0,9 * 0,99 = 356,8 \text{ тн.},$$

$$Q_3 = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 393,0 \text{ тн.},$$

$$Q_4 = 14,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 378,4 \text{ тн.},$$

$$Q_5 = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 389,0 \text{ тн.},$$

$$Q_6 = 14,3 * 30 * 0,9 * 0,97 = 374,5 \text{ тн.},$$

$$Q_7 = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,965 = 385,0 \text{ тн.},$$

$$Q_8 = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 383,0 \text{ тн.},$$

$$Q_9 = 14,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 368,7 \text{ тн.},$$

$$Q_{10} = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 379,0 \text{ тн.},$$

$$Q_{11} = 14,3 * 30 * 0,9 * 0,945 = 364,9 \text{ тн.},$$

$$Q_{12} = 14,3 * 31 * 0,9 * 0,94 = 375,0 \text{ тн.}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$Q_2 = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12},$$

$$Q_2 = 4544,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем увеличение добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1, \quad (4)$$

$$\Delta Q = 979,2 \text{ тн.}$$

Исходя из расчетов, можно отметить увеличение дебита за год на 979,2 тн.

4.3 Расчёт условно-постоянных и условно-переменных затрат

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C_{1.3} * Q_1 = 9 * 3565,1 = 32085,52 \text{ руб.}, \quad (5)$$

где $C_{1.3}$ - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_{1.4} * Q_1 = 3,48 * 3565,1 = 12406,4 \text{ руб.}, \quad (6)$$

где $C_{1.4}$ - сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C_{1.5} * Q_1 = 51,6 * 3565,1 = 183957 \text{ руб.}, \quad (7)$$

где $C_{1.5}$ - сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C_{1.8} * Q_1 = 135,3 * 3565,1 = 482352,3 \text{ руб.}, \quad (8)$$

где $C_{1.8}$ - расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C_{1.9} * Q_1 = 6,9 * 3565,1 = 24598,9 \text{ руб.}, \quad (10)$$

где $C_{1.9}$ - расходы на нужды цеха на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму на общепроизводственные расходы, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C_{1.10} * Q_1 = 118,5 * 3565,1 = 422459,3 \text{ руб.}, \quad (11)$$

где $C_{1.10}$ - расходы на общие нужды производства на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_{1.1} * Q_1 = 4,83 * 3565,1 = 17219,23 \text{ руб.} \quad (12)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_{2.1} * Q_2 = 4,83 * 4544,3 = 21948,82 \text{ руб.}, \quad (13)$$

где $C_{1.1}$ - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C_{1.2} * Q_1 = 49,2 * 3565,1 = 175400,8 \text{ руб.} \quad (14)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C_{2.2} * Q_2 = 49,2 * 4544,3 = 223578 \text{ руб.}, \quad (15)$$

где $C_{1.2}$ - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти.

3. Расходы по сбору и транспортировке нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C_{1.6} * Q_1 = 0,6 * 3565,1 = 2139,034 \text{ руб.} \quad (16)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C_{2.6} * Q_2 = 0,6 * 4544,3 = 2726,56 \text{ руб.}, \quad (17)$$

где $C_{1.6}$ - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти

4. Расходы на технологическую подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C_{1.7} * Q_1 = 2,4 * 3565,1 = 8556,14 \text{ руб.} \quad (18)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C_{2.7} * Q_2 = 2,4 * 4544,3 = 10906,24 \text{ руб.}, \quad (19)$$

где $C_{1.7}$ - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

5. Прочие производственные расходы на подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C_{1.11} * Q_1 = 89,1 * 3565,1 = 317646,6 \text{ руб.} \quad (20)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C_{2.11} * Q_2 = 89,1 * 4544,3 = 404894,3 \text{ руб.}, \quad (21)$$

где $C_{1.11}$ - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Затраты до проведения мероприятия и после

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.				Отклонения, руб.
	До мероприятия		После мероприятия		
	Всего, руб.	на 1 тн.	Всего, руб.	на 1 тн.	
1	2	3	4	5	6
1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	17219,23	4,83	21948,82	4,83	

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт	175400,8	49,2	223578	49,2	
3. Основная зарплата производственных рабочих	32085,52	9	32085,52	6,16	-2,84
4. На социальные нужды	12406,4	3,48	12406,4	2,37	-1, 11
5. На амортизацию скважины	183957	51,6	183957	35,4	-16,2
6. Расходы по сбору и транспортировке нефти	2139,034	0,6	2726,56	0,6	
7. На технологическую подготовку нефти	8556,14	2,4	10906,24	2,4	
8. На содержание и эксплуатацию оборудования	482352,3	135,3	482352,3	92,7	-42,6
9. Цеховые расходы	24598,9	6,9	24598,9	4,71	-2,19
10.Общепроизводственные расходы	422459,3	118,5	422459,3	81,1	-37,4
11. Прочие расходы	317646,6	89,1	404894,3	89,1	
ИТОГО:	1678821	470,91	1821913	368,57	-102,34

Исходя из расчетов можно отметить увеличение затрат на добычу общего количества нефти, но в перерасчете на одну тонну замечается значительное снижение расходов.

4.4 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

Расчёт основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по нижеприведенной форме:

Заработную плату определяем по формуле:

$$З_p = Ч * Т * C_2, \quad (22)$$

где Ч - численность рабочих соответствующего разряда, чел.;

Т - затраты рабочего времени соответствующего разряда на проведение мероприятия, чел.;

C_2 - часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Таблица 9 - Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

Профессия	Кол-во рабочих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
1. Мастер ПРС	1	10	22	117,95	2594,9
2. Мастер ЦДНГ	1	10	2	117,95	235,9
3. Оператор ПРС	1	8	81	103,18	8357,58
4. Оператор ПРС	1	6	81	84,56	6849,36
5. Оператор глушения скважин	1	6	8	84,56	676,48
6. Оператор добычи нефти	1	6	2	84,56	169,12
7. Стропальщик	1	6'	8	84,56	388,48
8. Стропальщик	1	5	8	68,6	548,8
9. Электромонтажник	1	7	6	94,92	569,52
10. Слесарь КИПиА	1	7	4	94,92	379,68
ИТОГО:	10				20769,82

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$D_p = \frac{Z_p * H_{пр}}{100}, \quad (23)$$

где $H_{пр}$ - размер премии в % от прямой заработной платы.

$$D_p \text{ мастера ПРС} = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ мастера ЦДНГ} = \frac{235,9 * 50}{100} = 117,95 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ПРС 8 разряд} = \frac{8357,58 * 50}{100} = 4178,79 \text{ руб.}$$

$$Д_r \text{ оператора ПРС 6 разряд} = \frac{6849,36 * 50}{100} = 3424,68 \text{ руб.}$$

$$Д_r \text{ оператора глушения скважин} = \frac{676,48 * 30}{100} = 202,94 \text{ руб.}$$

$$Д_r \text{ оператора ДНГ} = \frac{169,12 * 30}{100} = 50,73 \text{ руб.}$$

$$Д_r \text{ стропальщик 5 разряд} = \frac{388,48 * 30}{100} = 116,54 \text{ руб.}$$

$$Д_r \text{ стропальщик 6 разряд} = \frac{548,8 * 30}{100} = 164,64 \text{ руб.}$$

$$Д_r \text{ электромонтажник} = \frac{569,52 * 30}{100} = 170,85 \text{ руб.}$$

$$Д_r \text{ слесарь КИПиА} = \frac{379,68 * 30}{100} = 113,90 \text{ руб.}$$

$$\Sigma Д_r = 9838,47 \text{ руб.}$$

Затем определяем заработную плату рабочих с учётом доплат (расчётную заработную плату) по формуле:

$$З_{\text{рас}} = \Sigma З_p + \Sigma Д_r, \quad (24)$$

$$З_{\text{рас}} = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$З_{\text{р.к.}} = З_{\text{рас}} * K_p, \quad (25)$$

$$З_{\text{р.к.}} = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.,}$$

где K_p - районный коэффициент к зарплате.

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям по формуле:

$$D_{\text{сев}} = \frac{Z_{\text{рас}} * q}{100} = \frac{3068,29 * 50}{100} = 15304,15 \text{ руб.}, \quad (26)$$

где q - размер оплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям.

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$Z_{\text{общ.осн.}} = (Z_{\text{р.к.}} + D_{\text{сев}}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.} \quad (27)$$

Расчёт дополнительной заработной платы.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп.}} = \frac{Z_{\text{общ.осн.}} * D}{100} = \frac{61216,59 * 11}{100} = 6733,82 \text{ руб.}, \quad (28)$$

где $Z_{\text{общ.осн.}}$ - основная заработная плата, руб.;

D - размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате (11% для нашего региона).

Расчёт отчислений на социальные нужды.

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработных плат по формуле:

$$O_{\text{сн.}} = \frac{(Z_{\text{общ.осн.}} + Z_{\text{доп.}}) * O}{100} = \frac{(61216,59 + 6733,82) * 30}{100} = 20385,12 \text{ руб.}, \quad (29)$$

где O - размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработных плат, % ($O = 30\%$).

Расчёт стоимости материалов.

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия, определяется по формуле:

$$C_m = C_m * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.}, \quad (30)$$

где C_m - цена материала, руб.;

M - количество материала, расход на проведение мероприятия;

N - число скважин.

Таблица 10 - Стоимость материалов

Наименование материала	Единица измерения	Кол-во скважин	Количество материала	Цена, руб.	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100	3000
ИТОГО:					3000

Расчёт стоимости электроэнергии.

По формуле:

$$C_{э/э} = H_{э/э} * T_p * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.}, \quad (31)$$

где $H_{э/э}$ - норма расхода электроэнергии на единицу рабочего времени, руб./ч.;

T_p - время проведения мероприятия, час.;

N - число скважин.

Расчёт амортизации основных производственных фондов.

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_{г.} = \frac{C_{п} * n * H_a}{100}, \quad (32)$$

где $C_{п}$ - первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.;

H_a - годовая норма амортизации оборудования, %;

n - число единиц оборудования данного вида, шт.

Таблица 11 - Амортизация основных производственных фондов

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		Ед.обо руд.	всего		
1.УЭЦН	1	117450	117450	18,3	21493,35
2. Емкость 25 мJ	1	10200	10200	11,2	1142,4
3. Вагон-«Кедр 4Ю»	1	110000	110000	14,3	15730
4. Эл.плита	1	4500	4500	11	495
5 .Мост приемный	1	95460	95460	20	19092
6. Инструменты	1	19560	19560	14,3	2797,08
ИТОГО:					60749,83

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_{\text{м.}} = \sum A_{\text{г}} * \frac{T_{\text{р}}}{T_{\text{к}}}, \quad (33)$$

где $T_{\text{к}} = 365 * 24 = 8760$ час. – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.;

$T_{\text{р}}$ – время проведения мероприятия.

$$A_{\text{м}} = \frac{60749,83}{8760} = 561,72 \text{ руб.}$$

Расчёт стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг определяется по формуле:

$$C_{\text{усл.}} = C_{\text{усл.}}^2 * T_{\text{р}} * N, \quad (34)$$

где $C_{\text{усл.}}^2$ - стоимость часа работы единицы транспорта или спецтехники, руб.;

$T_{\text{р}}$ - время работы единицы транспорта или спец. техники при проведении мероприятия, час.

Расчёт стоимости услуг сводим в таблицу 12.

Таблица 12 - Стоимость используемого оборудования

Наименование техники	Время Работы, час.	Стоимость 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
1. Цементный агрегат ЦА-320	22	47,38	1042,36
2. Подъёмник УПА - 60	81	62,81	5087,61
3. Трактор К- 700	10	77,55	775,5
4. Атомаш. УРАЛ-357. Трубовоз.	16	38,32	613,12
5. Автомаш. УР АЛ «ВАХТА»	30	38,77	1163, 1
6. Автоцистерна АЦН-12	18	32,53	585,54
7. Площадка КР АЗ-255	10	58,45	584,5
8. Автокран АК-8	8	71,35	570,8
ИТОГО:			10422,53

$$C_{\text{усл.}} = 10422,53 * 1 = 10422,53 \text{ руб.}$$

Расчёт прочих расходов

Сумма прочих расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{пр.}} = \frac{З_{\text{пр}} * П_{\text{р}}}{100}, \quad (34)$$

где P_r - размер прочих расходов от прямых затрат, P_r - 5%;

$З_{\text{пр}}$ - сумма прямых затрат на проведение мероприятия, руб.

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{пр.}} = З_{\text{общ.осн.}} + З_{\text{доп.}} + О_{\text{с.н.}} + C_{\text{э/э}} + C_{\text{м}} + A_{\text{м}} + C_{\text{усл.}}, \quad (35)$$

$$З_{\text{пр.}} = 61216,59 + 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 104,2253 = 102716,68 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{пр.}} = \frac{102716,68 * 5}{100} = 5135,83 \text{ руб.}$$

Расчёт цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{цех.}} = Z_{\text{пр.}} * Ц_p / 100, \quad (36)$$

где $Ц_p$ - размер цеховых расходов в % от прямых затрат $Ц_p = 14\%$.

$$C_{\text{цех.}} = \frac{102716,68 * 14}{100} = 14380,34 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение мероприятия.

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле:

$$Z_{\text{см.}} = Z_{\text{пр.}} + C_{\text{пр.}} + C_{\text{цех.}} = 102716,68 + 5135,83 + 14380,34 = 122232,85 \text{ руб.} \quad (37)$$

Расчёт сводим в таблицу:

Таблица 13 - Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
1. Основная заработная плата	61216,59
2. Дополнительная заработная плата	6733,82
3. Отчисления на соц. нужды	20385,12
4. Материалы	3000
5. Электроэнергия	396,9
6. Амортизация основных фондов	561,72
7. Услуги	10422,53
8. Всего прямых затрат	102716,68
9. Прочие расходы в % от прямых затрат (5%)	5135,83
10. Цеховые расходы	14380,34
ИТОГО затрат:	122232,85

По результату расчетов можно определить какая потребовалась сумма для проведения организационно-технического мероприятия, и составляет: 122232,85 руб.

4.5 Расчёт годового экономического эффекта

Для определения годового экономического эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тн. нефти до проведения мероприятия и после проведения мероприятия с учётом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Произведения их разности на объём добычи нефти, после проведения мероприятия даст сумму годового экономического эффекта:

$$\mathcal{E}_r = (C_1 - C_2) * Q_2, \quad (38)$$

где C_1 - себестоимость тонны нефти до проведения мероприятия, руб.;

C_2 - себестоимость тонны нефти после проведения мероприятия с учётом затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(C_{Г2} + \mathcal{Z}_{с.м.})}{Q_2}, \quad (39)$$

где $C_{Г2}$ - сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.;

$\mathcal{Z}_{с.м.}$ - сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(1821913 + 122232,85)}{4544,3} = 427,82 \text{ руб./т}$$

$$\mathcal{E}_r = (470,91 - 427,82) * 4544,3 = 195813,89 \text{ руб.}$$

Затем определяется удельная годовая экономия, приходящая на 1 т нефти по формуле:

$$\mathcal{E}_{уд.г} = \frac{\mathcal{E}_r}{Q_2} = C_1 - C_2 = (470,91 - 427,82) = 43,09 \text{ руб./т.}, \quad (40)$$

После проведения расчетов, можно отметить, что годовой экономический эффект, после проведения мероприятий по смене НКТ, положительный.

4.6 Расчёт прироста прибыли

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по смене НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 определяется по формуле:

$$\Delta\Pi = \Pi_2 - \Pi_1, \quad (41)$$

где Π_2 и Π_1 - расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\Pi - C_1) * Q_1, \quad (42)$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,90) * 3565,1 = 4381864,41 \text{ руб.}$$

$$\Pi_2 = (\Pi - C_2) * Q_2, \quad (43)$$

$$\Pi_2 = (1700 - 427,82) * 4544,3 = 5781167,57 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi = 5781167,574 - 4381864,41 = 1399303,164 \text{ руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{уд.}} = \frac{\Delta\Pi}{Q_2} = \frac{1399303.164}{4544.3} = 307,93 \text{ руб./т.} \quad (44)$$

Таблица 14 – Итоги расчетов

Наименование	Ед.изм	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
1. Дебит скважины	тн/сут	12,1	14,3	+2,2
2. Годовой объём добычи нефти	тн	3565,1	4544,3	+979,2
3. Себестоимость нефти без единовременных затрат (годовая)	руб.	1678821	1821913	+143092
4. Себестоимость 1 тн нефти с учётом единовременных затрат	руб.	470,91	368,57	-102,34
5. Условно годовая экономия	руб.		195813,89	
6. Прирост прибыли	руб.		1399303,164	

Исходя из результатов расчета, видно прирост прибыли благодаря проведению мероприятия по смене НКТ и равна она: 1399303,164 руб.

4.7 Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Экономическая часть выпускной квалификационной работы была представлена с целью - показать экономическую эффективность после смены НКТ 73x5,5 Лс ТУ 14-161-198-2002 на НКТ 73X5,5мм ГОСТ 633-80, с защитным покрытием Majorpack MPAG96 на скважине осложненной коррозионным износом:

1. Общее время, затраченное на проведение мероприятия по смене НКТ - 81 час.
2. Экономическая эффективность выражается в увеличении дебита за год и составляет 979,2 тн.
3. Условно-постоянные и условно-переменные затраты при расчете показывают увеличение затрат на добычу общего количества нефти до мероприятий – 1678821 руб. и после 1821913 руб., но в перерасчете на одну тонну замечается значительное снижение расходов до мероприятий 470,91 руб./тн. и после 368,57 руб./тн.
4. Сумма, затраченная на проведение организационно-технического мероприятия, составляет: 122232,85 руб.
5. Годовой экономический эффект после проведения мероприятий по смене НКТ, положительный, и составляет: 195813,89 руб.
6. Присутствует прирост прибыли благодаря проведению мероприятия по смене НКТ и равна она: 1399303,164 руб.

В результате проведения мероприятия по смене НКТ 73x5,5 Лс ТУ 14-161-198-2002 на НКТ 73X5,5мм ГОСТ 633-80, с защитным покрытием Majorpack MPAG96 на скважине осложненной коррозионным износом дебит

нефти увеличился на 2,2 т. в сутки, что составляет 979,2 т. годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти с учетом единовременных затрат снизилась на 102,34 рублей. За счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия составила 195813,89 руб., что дает прирост прибыли 1399303,164 руб./год. Следовательно, перевод скважины с НКТ 73x5,5 Лс ТУ 14-161-198-2002 на НКТ 73X5,5мм ГОСТ 633-80, с защитным покрытием Majorpack MPAG96 является экономически эффективным мероприятием при осложнении скважины коррозионным износом.

Проведя анализ фонда Ломового нефтяного месторождения, где имеются скважины осложненные коррозионным износом можно сказать, что широкомасштабное внедрение НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 позволит недропользователям увеличить добычу по нефти до 13%, более чем в 10 раз увеличить межремонтный период, следовательно сократить расходы связанные с подземным ремонтом скважин.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность подразумевает деятельность, направленную на разработку новых решений, обеспечивающих: исключение аварий; охрану здоровья работников; снижение вредного воздействия на окружающую среду; экономическое расходование невозобновляемых природных ресурсов.

В этом разделе рассматривается место работы при использовании методов по предупреждению коррозионного износа оборудования и АСПО скважин Ломового месторождения, на открытом воздухе осуществляется в любых условиях и в любое время года.

Для достижения целей данной работы были выделены следующие задачи:

Изучение осложнений, затрудняющих эксплуатацию скважины;

Выявление основных эффективных методик, технологий и оборудования для предупреждения осложнений;

Прогноз технологических параметров работы скважин в режиме добычи;

Расчет наиболее оптимального варианта использования метода защиты от АСПО и коррозионных осложнений с применением НКТ с покрытием Majorgask, расчет экономической эффективности данного метода предупреждения осложнений сроком на 1 год по прогнозируемому показателю МРП работы скважины в режиме добычи Ломового месторождения.

Фактор вредного производства (ФВП) является производственным фактором, воздействие которого при определенных условиях приводит к заболеванию работника или снижению его трудоспособности.

К вредным производственным факторам относятся:

- запыленность и загазованность воздушной среды;
- воздействие шума, вибрации;
- неблагоприятные метеорологические условия;

Опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические. [21]

К опасным факторам производства также относят: возможность падения с высоты самого рабочего или различных запчастей и предметов; электрический ток определенной силы; раскаленные тела; оборудование, работающее под давлением выше атмосферного и т. д.

При разработке и эксплуатации скважин Ломового месторождения происходит выброс вредных веществ. К объектам месторождения, где происходят выбросы, относят:

- циркуляционная система;
- блок приготовления буровых растворов;
- дожимные насосные станции, где происходит сепарация газа;
- факел;
- емкости горюче смазочных материалов;
- шламовые амбары и др.

5.1 Анализ вредных производственных факторов

5.1.1 Вредные вещества

При эксплуатации скважин, производственные объекты связаны с разливами нефти, порывами трубопроводов, возможностью воспламенения паров нефти и газа, их токсичностью, наличием устройств и трубопроводов, работающих под давлением, а также использованием различных механизмов (насосов, компрессоров) и электрооборудования. Для обеспечения безопасного проведения работ на производстве, необходимо соблюдать противопожарные меры и строго соблюдать правила техники безопасности при проведении работ.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются

нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³. [22]

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.1.2 Повышенный уровень шума

Шум обследуют при наличии источников шума на рабочем месте. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены ниже в таблице. Далее избыток уровней шума оценивается, например, во время работы центробежного насоса секционного (ЦНС), установки статического и динамического зондирования и т. д. При необходимости коллективные или отдельные меры разработаны для их уменьшения [7] (таблица 15) [23].

Таблица 15 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

5.1.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках Ломового нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ;
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормы климатических параметров для наружных работ зависят от климатических регионов, степени тяжести и времени выполненных работ. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но они определяют конкретные меры для снижения их неблагоприятного воздействия на тело рабочего [23].

5.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор ПРС ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 16 [24].

Необходимо выполнить расчёт количества прожекторов на площадке для безопасной работы в ночное время. На площадке при проведении работ должно быть обязательно освещено: устье скважины, и агрегаты.

Таблица 16 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Освещенность рабочих мест и территории скважины должна соответствовать требованиям санитарных норм и правил. При использовании агрегатов освещенность рабочих мест должна быть не менее:

- устье скважины 100 лк;
- шкалы КИП 50 лк;
- площадки для производства работ 10 лк;

Наибольшее применение находят прожекторы ПЭС-35 (для небольших площадей), ПЭС-45, ПФС-45-1 с лампами накаливания мощностью 150, 500, 300 и 100 Вт, с лампами ДРЛ, мощностью 400 - 1000 Вт [25].

Расчет прожекторного освещения производится исключительно по точечному методу, так как прожектор — «капризный» оптический прибор, светораспределение которого сильно зависит от точности фокусировки и индивидуальных особенностей лампы, и практически оно известно лишь приближенно.

Рекомендуется размещать прожекторы сосредоточенными группами на мачтах или высоких местных предметах (с устройством огражденных площадок). Наиболее часто применяются типовые мачты высотой 10, 15 и 21 м

Определение освещенности в любой точке при всех известных параметрах установки: типе прожектора, высоте h и координатах мачты освещения, угла наклона осей θ , азимутах осей β , не вызывает затруднений при расчете.

Исходные данные для расчета:

- Длина площадки (a) – 50 м;
- Ширина площадки (b) – 30 м;
- Площадь площадки (S) – 1500 м²;
- Минимальное значение освещенность на устье скважин (E) – 26 лк;
- Коэффициент запаса (k) – 1,5;
- Количество мачт (N) – 3;
- Высота каждой мачты (h) – 10 м;
- Тип используемых прожекторов – ПЗС 45, 1000/220.
- Выбираем контрольную точку, равноудаленную от мачт. Для нее $x/h=1,3$. Оптимальный $\theta=27^\circ$. Тогда в точке сумма $\xi\Sigma=54\cdot10^4$
- От первого прожектора при $x/h=1,5$ приведенная освещенность $=20\cdot10^4$;
- От второго прожектора при $x/h=1$ приведенная освещенность $=10\cdot10^4$;
- От третьего прожектора при $x/h=1,5$ приведенная освещенность $=20\cdot10^4$;
- Суммарно от всех трех мачт приведенная освещенность $=50\cdot10^4$.

Для того чтобы обеспечить норму освещения на устье скважин, следует принять:

$$\tau = \frac{50 \cdot 10^4}{100 \cdot 1,5 \cdot 10^2} = 33,33^\circ$$

Таким образом, для проведения на кустовой площадке работ по увеличению нефтеотдачи пласта в ночное время на площади равной 1500 м² необходимо установить 3 осветительные мачты на которых необходимо разместить 10 прожекторов, марки ПЭС-45 мощностью 1000 Вт, установленный на высоте 10 м, рисунок 17. Удельная мощность которых составит 24 Вт/м².

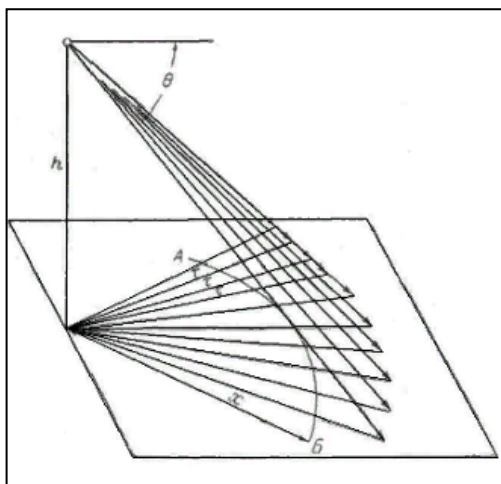


Рисунок 17 - Схематичное изображение размещение мачт на площадке и пучка прожекторов

5.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.1 Механические опасности

Любой объект, который может привести к травме человека в результате контакта объекта (или его частей) с человеком, несет механическую опасность. Опасная зона - это пространство, в котором опасный или вредный производственный фактор может нанести вред работнику.

Механическая опасность на предприятиях заключается в перемещающихся механизмах и машинах, незащищенных мобильных элементах производственного оборудования; заготовках, материалах, разрушающихся конструкций, острой кромки, стружки, шероховатостях на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падения предметов с высоты [26].

5.2.2 Давление

Превышение максимально допустимого давления, отказ контрольных и предохранительных клапанов, а также нарушение работы трубопроводов могут привести к разрушению оборудования и причинению вреда здоровью

сотрудников, в том числе несовместимым с жизнью. Во избежание возникновения инцидентов на производстве используются измерительные приборы, средства измерения КИПиА, а также предохранительная арматура.

5.2.3 Электробезопасность

Данный раздел отражает требования безопасности для электроустановок, которые являются источниками опасности, а также к работникам, занимающимся обслуживанием электрооборудования.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно в случае, когда электрическая цепь замыкается через его тело, т. е. когда человек касается сети не менее чем в двух точках. В то же время повышенное напряжение в электрической цепи и замыкание, которое может происходить через организм человека, является опасным фактором. В зависимости от условий производственной среды и нормативных документов рассматриваются следующие вопросы: требования к электрическим оборудованьям, анализ соответствия фактического положения в производстве указанным требованиям, отбор и оборудование категории помещения в зависимости от степени опасности поражения электрическим током, меры по устранению выявленных несоответствий, обоснование мер и средств защиты работников против электрического удара.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль;
- установка оградительных устройств;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- применение малых напряжений;
- защитное заземление;

- зануление;
- защитное отключение.

При необходимости, расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные электроизоляционные средства электрозащиты способны длительное время выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому им разрешается прикасаться к живым частям под напряжением. В установках напряжением до 1000 В - используются диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, индикаторы напряжения [5].

Индивидуальные дополнительные электробезопасные устройства имеют недостаточную электрическую прочность и не могут самостоятельно защищать человека от поражения током, их целью является усиление защитного действия основных изоляционных средств, с помощью которых их следует применять. В установках свыше 1000 В – используют диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдения природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне

строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации грунта в период таяния. Любой ущерб окружающей среде, внутри и за пределами участков разработки должен быть устранен.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.

В целях охраны атмосферы должны быть уменьшены выбросы легких фракций нефти от резервуаров. Для этого необходимо:

- Обеспечение автоматического регулирования уровня в сепараторах КСЦ;
- Монтаж и ввод в эксплуатацию установок улавливания легких фракций нефти из резервуаров (УЛФ);
- Внедрение гибких дисков-отражателей в резервуарах;
- Монтаж резервуарных конденсаторов;
- Снижение температуры нефти, поступающей в резервуары;
- Сокращение числа эксплуатационных нефтяных резервуаров (замена герметичными буллитами);
- Ввод в эксплуатацию центробежных вертикальных сепараторов.

Для уменьшения потерь нефти в результате ее капельного уноса при сепарации необходимо:

1. Применение устройства предварительного отбора газа с каплеуловителями в технологической схеме сепарации;
2. Ввод в эксплуатацию сепарационных наклонных трубных установок (УСТН-1);
3. Ввод в эксплуатацию блочных автоматизированных сепарационных установок;
4. Оснащение сепарационных установок блоками струйных насадок типа КС-1.

Производственная деятельность предприятий нефтяной промышленности вследствие объективных и субъективных особенностей технологических процессов оказывает определённое техногенное воздействие на окружающую среду, основными видами которого являются:

1. Изъятие земельных ресурсов для строительства объектов нефтегазодобычи.
2. Нормативные выбросы в атмосферу, в водную среду, на рельеф побочных продуктов производственной деятельности.
3. Извлечение с нефтью высокоминерализованных попутных вод.
4. Захоронение отходов бурения.
5. Выбросы вредных веществ в атмосферу. (Сжигание нефтяного газа на факелах, испарение легких углеводородных фракций в процессе хранения и транспортирования нефти, работа специальной автотехники).
6. Аварийные разливы нефти и пластовых сточных вод. В результате указанных процессов в окружающую среду поступают различные вредные вещества:

- углеводороды, сероводород, оксиды азота, сажа, оксиды углерода, сернистый ангидрид – при выбросах в атмосферу;
- нефть и нефтепродукты, пластовые минерализованные воды, синтетические вещества (ПАВ), ингибиторы коррозии и парафиновые

отложения, деэмульгаторы, химические реагенты, буровые сточные воды и буровой шлам – при сбросе в водные объекты и на рельеф местности.

Охрана недр и окружающей среды

Одним из направлений деятельности Департамента охраны окружающей среды и промышленной санитарии является мониторинг качества поверхностных водных потоков и водохранилищ, который осуществляется путем отбора проб воды в определенных точках и дальнейшего анализа в лаборатории. Постоянные контрольные пункты, для определения качества воды водотоков расположены на пересечении водотоков границ месторождений, источников рек, крупных ручьев, где происходит изменение качества воды. Отбор образцов проводится ежемесячно для определения содержания нефтепродуктов, основного индикатора загрязнения поверхностных вод. Материалы обследования систематизируются на ежемесячной основе с целью выявления степени, уровня и причин загрязнения. Результаты анализа поверхностных вод предоставляются комитету защиты окружающей среды и природных ресурсов каждый месяц.

5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Несчастные случаи могут происходить как по техническим причинам, так и по антропогенным факторам, они могут быть объективными и субъективными, а также следствием экологических и стихийных факторов. Следовательно, становится необходимым разработать перечень мер по повышению устойчивости проектируемого объекта (увеличение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электрогазоснабжения и т. д.). Главная опасность для окружающей среды представлена авариями, приводящими к разливу нефти (таблица 17) [27].

Таблица 17 – Классификация чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов, в зависимости от объемов и площади разлива

Масштаб чрезвычайной ситуации	Объемы разлитой нефти, тонн	Границы распространения чрезвычайной ситуации
Локального значения	100 тонн разлившейся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию объекта

Существует несколько методов ликвидации разлива нефти: механический, термический и физико-химический [28].

5.4.1 Механический метод ликвидации

Одним из основных способов ликвидации разлива нефти на промысле является механический сбор нефти. Наибольшая эффективность достигается в первые часы после разлива, это связано с тем, что толщина слоя нефти остается достаточно большой. Механический сбор значительно осложняется, в случаях, когда толщина нефтяного слоя мала, площадь его распространения большая и поверхностный слой под воздействием ветра и течения постоянно перемещается.

5.4.2 Термический метод ликвидации

Основан на сжигании нефтяного слоя с поверхности, он используется при достаточной толщине слоя и сразу после загрязнения, но перед образованием эмульсий с водой. Данный метод используется в сочетании с другими методами ликвидации разлива.

5.4.3 Физико-химический метод ликвидации

Физико-химический метод с использованием диспергаторов и сорбентов эффективен в тех случаях, когда механический сбор ННП невозможен, например, с малой толщиной пленки или, когда ННП представляют реальную угрозу для наиболее экологически чувствительных областей.

5.4.4 Пожаровзрывобезопасность

Одним из наиболее вероятных и разрушительных видов чрезвычайных ситуаций является пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических и оперативных мер по предотвращению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасной по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009.

К техническим мерам относятся современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009 [29].

Объекты нефтяной промышленности должны быть укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

1. Химическими пенными ОХП-10 (ОП-5), углекислотными огнетушителями ОУ-8, порошковыми огнетушителями ОП-10.
2. Песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м²;
3. Водой в бочках ≥ 200 литров;
4. Войлок (кошма) $2 \times 1,5$ м;
5. Вёдрами, топорами, лопатами, ломami, баграми.

Пожарные щиты должны быть укомплектованы пожарным инвентарём в

следующем количестве: лопаты - 2 шт., топоры - 2шт., бочки с водой ≥ 200 литров - 2 шт., ящик с песком – 1 \geq , войлок (кошма) $2 \times 1,5$ м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10см. На пожарном щите должен быть перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители должны быть всегда в исправном состоянии и подвешиваться не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

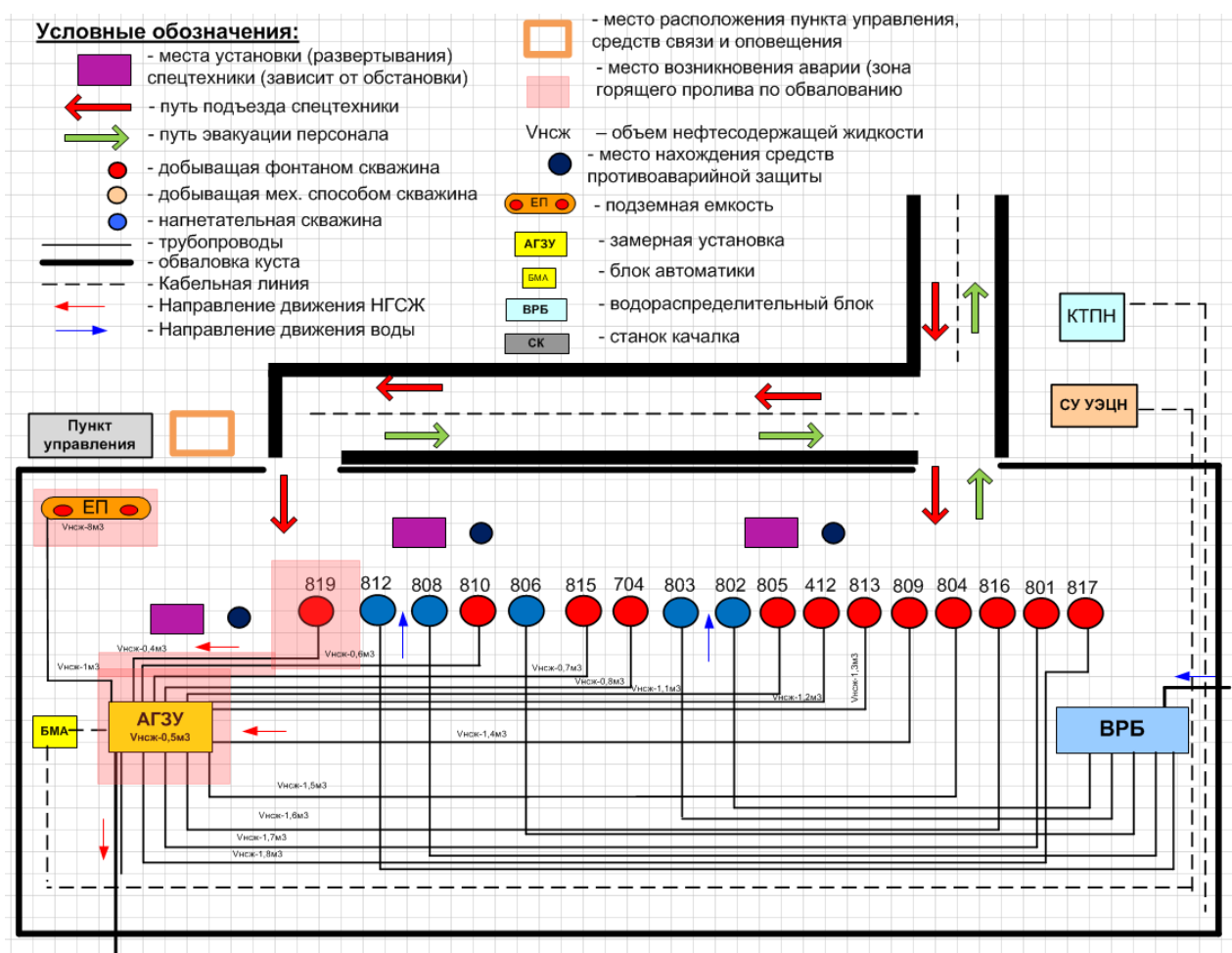


Рисунок 18 - План эвакуации при пожаре

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

Общие требования безопасности при использовании метода защиты от АСПО и коррозионных осложнений с применением НКТ с покрытием Majorpack. Все работы по смене НКТ должны выполняться в соответствии с требованиями, изложенными в правилах безопасности (ПБ-08-624-03. «Правила безопасности в нефтегазовой отрасли»), существующих региональных и отраслевых инструкций и нормативных актах (РД 153-39-023-97. Правила ремонтных работ в скважинах) [30]:

1. К производству работ по смене НКТ, допускаются рабочие достигшие совершеннолетия, прошедшие обучение, ознакомленные со стандартными инструкциями и прошедшие дополнительной инструкцией по безопасному ведению работ по подземному ремонту скважины (ПРС).

2. На объекте должен быть план устранения возможных аварий с определением обязанностей каждого члена команды.

3. Все члены команды, участвующие в работе на объекте, должны знать, как обеспечить первую (доврачебную) помощь в соответствии с текущими требованиями.

4. Работники несут ответственность за нарушение правил и положений по охране труда в порядке, установленном правилами внутреннего трудового законодательства, трудовым кодексом, уголовным кодексом.

5. Типовые схемы устьевого оборудования и инженерных коммуникаций, для каждого месторождения, разрабатываются в координации с Ростехнадзором и противопожарной службой, и утверждаются организацией, ведущей разработку месторождения.

6. Объект ремонта скважины и бригада ПРС должны быть оснащены противопожарными устройствами и снабжены огнеупорным инвентарем, в соответствии с инструкциями по пожарной безопасности.

7. При смене НКТ в скважине в области охраны окружающей среды основным требованием является минимальное воздействие на почвенный покров, водоемы различного назначения, растительность и дикую природу, путем внедрения экологически безопасных и малоотходных технологий для ремонта скважин.

Требования безопасности во время подготовительных работ:

1. Во время приема вахты, бурильщик обязан прочитать записи в журнале регистрации, отражающем работу, выполненную предыдущей вахтой, и приказы мастера.

2. Вместе с бурильщиками предыдущей вахты проводится осмотр оборудования, инструментов, рабочего места. Проверяется работоспособность источника питания, заземления, освещения и связи. Рабочие места должны быть чистыми, исправными и свободными от посторонних предметов. [30] В случае несоответствия рабочего места, оборудования и инструментов с требованиями безопасности, вахта не принимается до тех пор, пока предыдущие вахта не устранила выявленные нарушения.

3. Бурильщик должен проверить наличие средств индивидуальной защиты и противопожарного оборудования.

4. В случае обнаружения нарушений, устранение которых не может быть выполнено силами бригады, необходимо сообщать мастеру или руководству цеха. Прием - сдача вахты оформляется в журнале с подписью бурильщиков.

5. Результаты осмотра оборудования регистрируют бурильщики, в «Журнал ежесменного осмотра оборудования».

6. Перед производством работ на скважине с возможными газонефтеводопроявлениями и поглощениями бурильщик обязан проверить:

- исправность противовыбросового оборудования;
- комплектность обмедненного инструмента. [28]

5.5.1 Социальна защита работников на производстве

Принципы возмещения причиненного вреда.

Если вред причинен работнику источником повышенной опасности, работодатель обязан возместить его в полном объеме, если не докажет, что вред возник вследствие непреодолимой силы либо умысла потерпевшего, т.е. работодатель в этих случаях отвечает и при отсутствии своей вины, например, если вред причинен случайно. Если вред причинен не источником повышенной опасности, работодатель несет ответственность лишь при наличии своей вины и освобождается от ответственности, если докажет, что вред причинен не по его вине.

Понятие вины работодателя понимается в широком смысле, как не обеспечение работодателем здоровых и безопасных условий труда.

Полагающиеся пострадавшему денежные суммы в возмещение вреда, компенсации дополнительных расходов и единовременное пособие могут быть увеличены по согласованию сторон или на основании коллективного договора.

Заявление о возмещении вреда подается работодателю (администрации предприятия). Работодатель рассматривает заявление о возмещении вреда и принимает соответствующее решение в десятидневный срок. Решение оформляется приказом (распоряжением, постановлением) администрации предприятия. При несогласии заинтересованного гражданина с решением работодателя или при неполучении ответа в установленный срок спор рассматривается судом.

Социальное страхование.

Страховщик – Фонд социального страхования РФ.

Страхователь – Юридические лица любой организационно-правовой формы (в том числе иностранные организации, осуществляющие свою деятельность на территории РФ и нанимающие граждан РФ) либо физические лица, нанимающие лиц, подлежащих обязательному социальному страхованию.

Федеральным законом от 21 июля 1998 года № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» произведена замена должника в обязательствах по возмещению вреда, причиненного работнику при исполнении им трудовых обязанностей.

Сам пострадавший или лица, имеющие право на получение возмещения, должны предъявлять соответствующие требования не к работодателю, а к органам Фонда социального страхования РФ.

Если гражданин выполняет работу по гражданско-правовому договору, условия которого не предусматривают обязанность уплаты работодателем страховых взносов, то возмещение работнику утраченного заработка, в части оплаты труда, осуществляется причинителем вреда.

Возмещение застрахованным лицам морального вреда, причиненного, в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием, осуществляется причинителем вреда.

Заключение

Анализ многолетнего опыта эксплуатации скважин на Ломовом нефтяном месторождении наглядно демонстрирует положительные результаты от применения комплексного подхода предупреждения осложнений при эксплуатации скважин. Несмотря на наличие сильно осложненных скважинных условий, в последнее время, на месторождении достигнут значительный рост основных показателей СНО, МРП и энергоэффективности оборудования за счет внедрения современных разработок в области механизированной добычи. При этом созданы все условия для дальнейшей успешной реализации практик на других месторождениях АО «Томскнефть» ВНК с аналогичной проблематикой.

В результате проделанной работы установлено, что в условиях коррозионной среды ННО скважин, эксплуатируемых с помощью НКТ со специальными покрытиями, превышают ННО скважин, обрабатываемых ингибитором коррозии.

Проведен анализ технологической эффективности применения насосно-компрессорных труб со специальными покрытиями Majorpack MPAG96/C. Технология рекомендована к дальнейшему внедрению на Ломовом и др. месторождениях Общества.

Экономические преимущества новой технологии над базовым вариантом и альтернативными техническими решениями - сокращение затрат на ТКРС за счёт снижения количества отказов; сокращение затрат на НКТ ввиду отсутствия повреждений НКТ при СПО и отбраковки НКТ по причине коррозионного и механического воздействия.

Недостатки новой технологии по сравнению с базовым вариантом и альтернативным техническим решением - стоимость по отношению к стандартным НКТ: 65 тыс. руб., 212 тыс. руб. и 247 тыс.руб. соответственно.

Список литературы

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. -М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. -653 с.
2. Рахимкулов А. И., Куршев А. В., Хужин М. Р. // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / ИПТЭР.— 2011.— Вып. 1 (83).—С. 21-26.
3. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти. // Справочник рабочего. - М.: Недра, 1986. - 240 с.
4. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М. Недра, 1970. – 230 с.
5. Насыров А.М. Управление осложнениями в добыче нефти // Экспозиция нефть газ, 2015. -М.: Научно-технический журнал
6. Хужин М.Р., Костиловский В.А., Антоненко В.А. и др. // Энергоэффективность. Проблемы и решения. XI Российский энергетический форум. — Уфа, 2011 – 111 с.
7. Зинченко В.А., Гуторов Ю.А. Анализ применения ингибиторов солеотложений при добыче нефти. Мат-лы 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Издательство УГНТУ Уфа, 2012. – С. 126-128.
8. Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлов А.Г. Хлебников С.П. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения. -М.: Научно-технический журнал
9. Хайбуллин Д.М., Буранчин А.Р., Васильев И.А., Тубаяков В.А., Хасаншин Л.Р. Совершенствование технологии предотвращения солеотложения за счет применения скважинных контейнеров // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем

- транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. XVIII междунар. специализир. выставки «Газ. Нефть. Технологии - 2010». - Уфа, 2010. - С. 104-106.
10. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. // Учебник для ВУЗов: - Уфа.: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2001 - 544 с.
 11. Ямалиев Р.Ф., Мотин А.А. Технологии и оборудование для повышения эффективности эксплуатации осложненного фонда скважин. // Инженерная практика – 2017. -М.: Научно-технический журнал
 12. Ковач В.И., Аливанов В.В., Шайдаков В.В. Магнитная активация жидкости как метод защиты от коррозии. // Нефтяное хозяйство - 2002. - N 10 - с.
 13. Щелконогов С.М. Majorpack – опыт применения защитных систем НКТ. // Инженерная практика – 2016. -М.: Научно-технический журнал
 14. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта / - М. : Недра, 1982. - 160 с.
 15. Рахимкулов А.И., Куршев А.В., Хужин М. Р. // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / ИПТЭР.— 2011.— Вып. 1 (83).—С. 21-26.
 16. Анализ и уточнение технологических и технико - экономических показателей разработки месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК. договор № 63н (Ю-9-4-01/180), ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», Багаутдинов А.К .. Ильин Н.Н. и др., Томск. 2009, т. 11, книга 1, часть 1, 181 с.
 17. Подъяпольский, А. И. Технология эксплуатации скважин погружными насосами с высоким газовым фактором. / А. И. Подъяпольский, М. Р. Хужин, В. А. Костилевский // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / ИПТЭР.— 2011.— Вып. 3 (85).— С. 40-44.

18. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. - М.: Недра, 1991. – 384 с
19. Курочкин В.В., Малюшин Н.А, Степанов О.А, Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. - М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2001. – 231 с.
20. Кузнецов О.Л. Симкин Э.М, Дж. Чилингар. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты. - М.: МИР, 2001.-260с.
21. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормативные содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
23. СН 2.2.4/2.1.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий.
24. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
25. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
26. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
27. ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
28. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах.
29. ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
30. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95